RAPPORT D'ACTIVITÉ ET ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ANNUELS 2020

SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1 RÉSULTATS ENGIE 2020 7
2 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE 19
3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT 27
4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET 29
5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE 33
6 COMPTES SOCIAUX 34

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT 38
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL 39
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE 40
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES 42
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE 44

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS . 47
Note 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2020 53
Note 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE 59
Note 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE 69
Note 5 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE 72
Note 6 INFORMATION SECTORIELLE 76
Note 7 VENTES 84
Note 8 CHARGES OPÉRATIONNELLES 88
Note 9 AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES 90
Note 10 RÉSULTAT FINANCIER 93
Note 11 IMPÔTS 94
Note 12 RÉSULTAT PAR ACTION 98
Note 13 GOODWILL 99
Note 14 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES 108
Note 15 IMMOBILISATIONS CORPORELLES 112

Note 16 INSTRUMENTS FINANCIERS 116
Note 17 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS 136
Note 18 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES 157
Note 19 PROVISIONS 161
Note 20 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME 168
Note 21 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS 177
Note 22 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES 179
Note 23 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS 181
Note 24 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS 182
Note 25 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES 184
Note 26 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 190
Note 27 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX 191
Note 28 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES 192

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1 RÉSULTATS ENGIE 2020 7
2 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE 19
3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT 27
4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET 29
5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE 33
6 COMPTES SOCIAUX 34

1 RÉSULTATS ENGIE 2020

Résultats financiers annuels ENGIE 2020

Dynamique soutenue dans la mise en œuvre de la nouvelle orientation stratégique en vue d'accélérer la transition énergétique – Forte reprise par rapport au deuxième trimestre, avec une performance organique au second semestre similaire à celle de l'année 2019

Faits opérationnels marquants

- Bonne exécution des projets avec 4 milliards d'euros de CAPEX (1) de croissance
- Forte croissance des énergies renouvelables avec 3 GW mis en service et 2 GW acquis
- Cession de 29,9% du capital de SUEZ
- Revues stratégiques, notamment celle d'une partie des Solutions Clients, lancées en vue de la simplification du Groupe
- Lancement d'une consultation des salariés en vue de la création potentielle d'un nouveau leader dans les services multi-techniques
- Nouveau Comité exécutif nommé
- Poursuite des progrès en matière d'ESG, avec l'engagement de finaliser la sortie du charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027
- Décision d'arrêter les travaux de préparation qui permettraient de prolonger de 20 ans 2 unités nucléaires au-delà de 2025
- Information sur les nouvelles orientations stratégiques le 18 mai 2021, à l'occasion des résultats du 1er trimestre

Performance financière

- RNRpg 2020 conforme aux prévisions, EBITDA et ROC (2) au-dessus des prévisions
- Impact significatif de la crise du COVID-19 en 2020 principalement sur les Solutions Clients et le *Supply*, avec un impact négatif sur le ROC de près d'1,2 milliard d'euros
- Impact de change négatif de 0,3 milliard d'euros au niveau du ROC, principalement dû à la dépréciation du BRL
- Dette financière nette de 22,5 milliards d'euros, en baisse de 3,5 milliards d'euros par rapport à l'année dernière, maintien d'une forte liquidité et d'une notation de crédit «*strong investment grade*»
- Dépréciation des actifs nucléaires, partiellement compensée par les résultats de cession, conduisant à un RNpg de -1,5 milliard d'euros
- Proposition d'un dividende 2020 de 0,53€ par action
- Guidance 2021 (3): RNRpg attendu entre 2,3 et 2,5 milliards d'euros

(1) Net des cessions dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate) et des financements tax equity reçus.

(2) La nouvelle définition du Résultat Opérationnel Courant (ROC) ne tient plus compte des éléments non récurrents de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

(3) Ces objectifs et ces indications reposent sur des hypothèses de température moyenne en France pour 2021, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique, d'absence de changement comptable significatif, de prix de commodités sur les conditions de marchés au 31 décembre 2020, de cours de change moyens pour 2021 : €/$: 1,23 ; €/BRL : 6,27 ; jusqu'à 100 M€ d'effet dilutif sur le ROC provenant de cessions non encore signées correspondant à environ 2 milliards d'euros de réduction de la dette nette. Ces prévisions sont basées sur l'absence de nouvelle mesure de confinement majeur et d'un assouplissement progressif des mesures de restriction au cours de 2021.

1.1 Chiffres clés au 31 décembre 2020

En milliards d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en % (1)
Chiffre d'affaires	55,8	60,1	-7,2%	-5,7%
EBITDA	9,3	10,4	-10,5%	-6,5%
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	4,6	5,8	-21,3%	-16,4%
Résultat net récurrent part du Groupe	1,7	2,7	-36,5%	-34,3%
Résultat net, part du Groupe	(1,5)	1,0		
CAPEX	7,7	10,0		
Cash Flow From Operations (CFFO) (2)	7,1	7,6		
Endettement financier net	22,5	25,9	-3,5 par rapport au 31 déc. 2019	

(1) Variation organique = variation brute hors effets de change et de périmètre.
(2) Cash flow from operations = Free Cash Flow avant Capex de maintenance.

1.2 Objectifs 2021

Les objectifs pour l'exercice comptable clos le 31 décembre 2021 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) no 2019/980, complément du règlement (UE) no 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaire et de plan à moyen terme décrit dans la Note 13 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 décrites dans les états financiers consolidés.

1.2.1. Hypothèses

- stratégie : confirmation et renforcement de l'ambition du Groupe ENGIE de compter parmi les leaders de la transition énergétique et climatique. Le Groupe s'attachera à l'achèvement des revues stratégiques en cours afin de créer davantage de valeur et d'allouer efficacement son capital au profit de la croissance, en particulier dans les Renouvelables, les Infrastructures et les activités *Asset-based* dans les Solutions Clients;
- conditions sanitaires en ligne avec celles du quatrième trimestre 2020, aucun confinement strict supplémentaire envisagé et retour progressif à la normale en 2021 ;
- cessions : jusqu'à 100 M€ d'effet dilutif sur le ROC provenant de cessions non encore signées correspondant à environ 2 milliards d'euros de réduction de la dette nette ;
- taux de change : taux annuels moyens 2021 €/USD et €/BRL de 1,23 et 6,27 respectivement ;
- tarifs régulés dans les Infrastructures France :
  - distribution, transport et stockage : tarifs publiés par la CRE en janvier 2020,
  - regazéification : tarifs publiés par la CRE en janvier 2021 ;
- tarifs régulés pour le gaz naturel et l'électricité en France : répercussion complète des coûts d'approvisionnement;
- prix des matières premières : prix basés sur les conditions de marché au 31 décembre 2020 (80% de la production *outright* d'électricité en Europe 2021 est couverte - prix captés : 46€/MWh) ;
- climat : conditions climatiques normalisées en France (distribution de gaz naturel et approvisionnement d'énergie + production hydroélectrique normalisée) ;

- taux effectif d'impôt récurrent: 25% ;
- taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2020, tel que décrit dans la Note 20 des états financiers consolidés ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2020 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2020.

1.2.2. Guidance 2021

La performance financière globale en 2021 devrait s'améliorer significativement après une année 2020 impactée par la crise du COVID-19, dans l'hypothèse d'absence de nouvelle mesure de confinement majeur et d'un assouplissement progressif des mesures de restriction au cours de 2021.

Pour 2021, ENGIE prévoit un résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,3 à 2,5 milliards d'euros. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 9,9 à 10,3 milliards d'euros et de ROC de 5,2 à 5,6 milliards d'euros.

Prévisions par *Business line*:

	Facteurs d'évolution attendus pour le ROC 2021
Renouvelables	La performance financière devrait bénéficier de la croissance aux États-Unis et en France, dont l'effet positif sera partiellement compensé par un gain moindre lié aux décisions de justice au Brésil concernant la récupération de coûts de l'énergie passés, et par la dépréciation du real brésilien
Infrastructures	Les Infrastructures devraient rester stables, l'impact de la baisse des taux de rémunération des Bases d'Actifs Régulés (BAR) en France étant compensé par le retournement de l'effet température défavorable de 2020 et par la croissance en Amérique Latine
Solutions Clients	Dans l'ensemble, les Solutions Clients devraient connaitre une forte reprise après les impacts de la crise du COVID-19 avec une reprise relativement moins rapide dans les activités *Asset-light* et bénéficier de l'effet relutif des cessions de SUEZ et d'EV-Box
Thermique	Normalisation attendue après une performance 2020 particulièrement solide en Europe
Supply	Forte reprise attendue après les impacts de la crise du COVID-19 et de l'effet température négatif en 2020.
Nucléaire	Performance en nette amélioration grâce à un taux de disponibilité plus élevé, compte-tenu de la fin des travaux dans le cadre des opérations à long-terme (LTO) ainsi qu'à des prix captés plus élevés

Cette guidance comprend une estimation de l'impact du froid extrême qui a frappé le Texas au début du mois. ENGIE évalue la situationqui affecte principalement les Renouvelables et le *Supply.* Dans l'ensemble, ENGIE estime actuellement l'impact net potentiel au niveau du ROC et du RNRpg entre -80 et -120 millions d'euros.

En ce qui concerne les cessions, ENGIE s'attache à les exécuter à un rythme soutenu pour simplifier le Groupe, générer de la valeur et réaffecter les produits de cession vers les priorités stratégiques. L'objectif de RNRpg défini prend en compte des cessions, en plus des transactions signées précédemment telle que la cession d'EVBox, pour environ 2 milliards d'euros ayant un effet dilutif sur le ROC pouvant atteindre 0,1 milliard d'euros.

En ce qui concerne les investissements, ENGIE prévoit d'investir entre 5,5 et 6 milliards d'euros en investissements de croissance, dont plus de 90 % dédiés aux Renouvelables, aux Infrastructures et aux activités *Asset-based* des Solutions Clients, ainsi que 4 milliards d'euros dans les investissements de maintenance et le financement des provisions nucléaires belges.

ENGIE continue de viser une notation crédit *«strong investment grade»* et un ratio dette économique nette sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x sur le long terme.

ENGIE informera le marché sur le plan de mise en œuvre de sa nouvelle orientation stratégique et fournira des indications à moyen terme le 18 mai 2021.

1.3 Proposition de dividende 2020 dans le haut de la fourchette du ratio de distribution

Le Conseil d'Administration a réaffirmé la politique de dividende du Groupe, avec une fourchette de 65 à 75% de ratio de distribution sur la base du résultat net récurrent part du Groupe.

Pour 2020, le Conseil d'Administration a proposé d'établir le ratio de distribution à 75%, dans le haut de la fourchette. Cela se traduit par un dividende de 0,53 € par action, qui sera soumis à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai.

1.4 Point sur les actifs nucléaires en Belgique

A la suite des annonces du gouvernement belge au quatrième trimestre 2020, il a été décidé d'arrêter tous les travaux de préparation qui permettraient de prolonger de 20 ans deux unités au-delà de 2025 car il semble peu probable que cette prolongation puisse avoir lieu, compte tenu des contraintes techniques et réglementaires. Ce changement d'hypothèse de durée de vie ainsi que les modifications des scénarii de prix des commodités ont amené à comptabiliser une dépréciation de 2,9 milliards d'euros des actifs nucléaires, élément non récurrent dans le compte de résultat de 2020.

ENGIE reste engagé envers la Belgique et à contribuer à la sécurité d'approvisionnement du pays. Outre les énergies renouvelables, le Groupe développe également jusqu'à 3 GW de projets de centrales à gaz. Ces projets pourraient participer aux enchères liées à la mise en place en Belgique du marché de rémunération de capacité à l'automne prochain, une fois approuvé par les autorités européennes.

1.5 Une nouvelle orientation stratégique réalisée à un rythme soutenu

A la suite de l'annonce en juillet de la nouvelle orientation stratégique visant à simplifier le Groupe et à accélérer sa croissance dans les Renouvelables et les Infrastructures, ENGIE a progressé à un rythme soutenu malgré le contexte difficile.

Progrès réalisés dans la simplification du Groupe et dans une orientation stratégique plus précise avec la cession de SUEZ, le lancement des revues stratégiques et de la rationalisation
La cession de 29,9% de la participation dans SUEZ pour 3,4 milliards d'euros a été achevée en octobre, et ENGIE a initié les revues stratégiques d'une part significative des activités de Solutions Clients, de GTT et d'ENGIE EPS.

En outre, ENGIE a également progressé dans la rationalisation géographique et le renforcement de ses positions dans les pays clés. L'acquisition de 7% supplémentaires dans ENGIE Energia Chile, réduisant ainsi le niveau de minoritaires dans cette société, en est une illustration.

La revue stratégique d'une partie des Solutions Clients a été lancée en vue de la création potentielle d'un nouveau leader dans les services multi-techniques, dont la taille rendra possible des effets d'échelle et qui bénéficiera de fortes perspectives de croissance. La consultation des employés relative à la structure de l'organisation proposée pour la nouvelle entité a été lancée en février 2021. Cette consultation devrait s'achever à la fin du deuxième trimestre 2021. Le Groupe déterminera au cours du second semestre 2021 les prochaines étapes et étudiera les futures options de détention de la nouvelle entité potentielle. ENGIE examinera toutes les options afin de maximiser la valeur et agira dans l'intérêt de toutes les parties prenantes.

Un nouveau comité exécutif et une organisation simplifiée
La nomination d'un nouveau comité exécutif a été annoncée en janvier, traduisant la volonté de mettre en place une organisation simplifiée axée sur quatre activités : Renouvelables, Infrastructures, Solutions Clients et Thermique & Supply. Avec les membres du comité exécutif responsables des activités fonctionnelles et des projets spécifiques, la nouvelle équipe de direction est chargée de mettre en œuvre la nouvelle orientation stratégique d'ENGIE et de renforcer la culture de performance du Groupe.

1.6 Continuité de service et 4 milliards d'euros d'investissements de croissance malgré un contexte difficile

Sur le plan opérationnel, le Groupe a continuellement adapté ses process pour garantir la continuité des services essentiels, tout en maintenant des standards élevés en matière de santé et de sécurité. Les investissements totaux, se sont élevés à 7,7 milliards d'euros en 2020, dont 4,0 milliards d'euros d'investissements de croissance, 2,4 milliards d'euros d'investissements de maintenance et 1,3 milliard d'euros de financement des provisions nucléaires.

Voir section 4 «Évolution de l'endettement financier net» de ce rapport d'activité.

1.7 Avancées sur les objectifs ESG, engagement à sortir du charbon en Europe d'ici 2025 et dans le reste du monde d'ici 2027

La neutralité carbone est au cœur de la raison d'être d'ENGIE et au centre de ses orientations stratégiques.

En 2020, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'électricité ont été réduites de 9%, pour atteindre 68 millions de tonnes, bénéficiant principalement de la cession des centrales à charbon en Europe occidentale. ENGIE s'engage aujourd'hui à se retirer de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaud et de froid. Pour rappel, il reste 4 GW d'actifs au charbon sur un portefeuille total de production d'électricité centralisée de 101 GW.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 28% à fin 2019 à 31% à fin 2020 avec l'ajout de 5 GW de capacités.

En ce qui concerne la diversité de genres, le nombre de femmes cadres a légèrement augmenté. ENGIE comptait 24% de femmes cadres à fin 2020.

1.8 Présentation des données opérationnelles et financières

Les activités Renouvelables, Infrastructures, Thermiques, Nucléaire et « Autres » ont fait preuve de résilience. Toutefois, en raison principalement des impacts subis au cours du premier semestre, les résultats d'ENGIE en 2020 ont fortement baissé, avec un impact de la crise du COVID-19 sur le ROC estimé à environ 1,2 milliard d'euros. Plus de 75% de cet effet est imputable aux Solutions Clients et au Supply. En outre, les températures élevées en France ont eu un impact négatif de 160 millions d'euros sur le ROC des Infrastructures et du Supply.

L'impact négatif des taux de change pour un montant total de 293 millions d'euros est principalement dû à la dépréciation du real brésilien (avec un taux moyen EUR/BRL de 5,90 en 2020 contre 4,42 en 2019, soit une dépréciation de 34%). L'effet de périmètre net négatif de 76 millions d'euros reflète principalement les cessions de Glow (Thaïlande) en mars 2019 et de 29,9% de la participation dans SUEZ en octobre 2020. L'effet de ces cessions a été partiellement compensé par l'acquisition, avec son partenaire la Caisse de Dépôt et Placement du Québec, de 90% de TAG au Brésil en juin 2019 et des 10% restants en juillet 2020, ainsi que par diverses acquisitions dans les Renouvelables (comme Renvico en Italie et en France), et dans les Solutions Clients (notamment Conti aux États-Unis et Powerlines en Europe).

Le résultat récurrent net part du Groupe est conforme aux prévisions, dans le bas de la fourchette, principalement en raison des contributions en hausse des entités ayant des minoritaires (en particulier en Amérique latine) et de l'augmentation des coûts financiers, notamment en raison de l'inflation et des effets de change. Ces résultats reflètent également une hausse du taux moyen d'imposition et les effets au quatrième trimestre de la cession de 29,9% de la participation dans SUEZ.

1.8.1. Performance du ROC par segment reportable

La performance du ROC par segment reportable est présentée ci-dessous et détaillée dans la section 2 «Évolution des activités du Groupe» de ce rapport d'activité.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
France	2 229	2 862	-22,1%	-22,2%
Dont France hors Infrastructures	*620*	*905*	*-31,5%*	*-32,0%*
Dont Infrastructures France	*1 609*	*1 957*	*-17,8%*	*-17,8%*
Reste de l'Europe	648	707	-8,3%	-9,9%
Amérique Latine	1 542	1 696	-9,0%	+2,9%
Etats-Unis & Canada	124	155	-20,3%	-6,3%
Moyen-Orient, Asie & Afrique	518	619	-16,4%	+0,2%
Autres	(483)	(221)		
TOTAL	**4 578**	**5 819**	**-21,3%**	**-16,4%**

1.8.2. Performance du ROC par Business line

La performance du ROC par *Business line* est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Solutions clients	459	1 082	-57,5%	-57,6%
Infrastructures	2 063	2 344	-12,0%	-14,0%
Renouvelables	1 070	1 195	-10,4%	+10,8%
Thermique	1 209	1 320	-8,4%	+1,4%
Nucléaire	(111)	(314)	+64,7%	+64,7%
Approvisionnement	112	345	-67,7%	-65,5%
Autres	(224)	(154)	*-45,8%*	*-37,5%*
TOTAL	**4 578**	**5 819**	**-21,3%**	**-16,4%**

Les Impacts estimés de la crise du COVID-19 par *Business line* sont les suivants

En milliards d'euros	Estimations au niveau du ROC	Nature
Solutions clients	(0,60)	Baisse des volumes vendus
Infrastructures	(0,07)	Baisse de volumes, réduction des coûts capitalisés, achats spécifiques en lien avec la crise du
Renouvelables	(0,05)	Perte de revenus / contrats, achats spécifiques en lien avec la crise du COVID-19
Thermique	(0,04)	Baisse de la demande
Nucléaire	(0,06)	Baisse de la demande, dénouement des couvertures, créances douteuses, baisse des services BtoC
Approvisionnement	(0,29)	Ajustement des opérations de maintenance
Autres	(0,07)	Dépréciation de créances
TOTAL	**(1,18)**	**Impact net des économies/ plans d'actions**

Ces estimations ont été préparées conformément à une méthodologie standard appliquée à l'ensemble de nos activités, et selon un processus de supervision dédié (les pertes de revenus étant intrinsèquement davantage sujettes à jugement que l'identification des coûts spécifiques encourus). Ces estimations ne concernent que les postes d'exploitation et sont présentées nettes des économies et des plans d'action compensatoires mis en œuvre par le management. Par construction, ces estimations excluent les impacts de change et de prix des matières premières encourus dans les différentes activités du Groupe, qu'ils soient positifs ou négatifs.

1.8.2.1. Renouvelables

Les Renouvelables ont réalisé une croissance organique de 11%.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	1 559	1 724	-9,6%	-
ROC	1 070	1 195	-10,4%	+10,8%
CAPEX	1 633	2 475	-34,0%	-
Marge DBSO (contribution au ROC) (1)	101,0	189,0	-46,6%	-
Indicateurs de performance				
Mises en services (GW à 100%)	3,0	3,0	-	-

(1) Develop, Build, Share & Operate.

Le ROC des **Renouvelables** s'est élevé à 1 070 millions d'euros, soit une hausse organique de 11%. Cette croissance organique est due à l'effet positif de la décision « GFOM » au Brésil (qui correspond à la récupération de coûts de l'énergie passés à la suite de l'accord sur la renégociation du risque hydrologique finalisé fin 2020) pour environ 165 millions d'euros, à l'amélioration des prix captés pour la production hydroélectrique en France, à la hausse des volumes de production éolienne principalement due à la mise en service de nouvelles capacités, et aux premiers effets du financement par *tax equity* signé aux États-Unis au printemps 2020. Cette croissance organique a été partiellement compensée par la baisse des marges DBSO et par une allocation défavorable pour l'hydroélectricité au Brésil.

Malgré un contexte difficile, ENGIE a réitéré la forte performance opérationnelle de 2019 avec la mise en service de 3 GW de capacités renouvelables en 2020. En outre, le Groupe a également acquis 2 GW d'actifs opérationnels en Europe : 1,7 GW d'actifs hydroélectriques au Portugal, en partenariat avec le Crédit Agricole Assurance et Mirova, et 0,3 GW de capacités éoliennes en Italie et en France.

Au cours des deux dernières années, la capacité renouvelable d'ENGIE à 100 % a augmenté de 32%, avec 6,0 GW de capacités mises en service et 2,1 GW de capacités acquises, pour atteindre 31,1 GW à fin 2020. Grâce au développement des énergies renouvelables et à ses compétences en matière de trading, ENGIE offre à l'ensemble de ses clients publics et privés des solutions de fourniture d'électricité décarbonée à des conditions commerciales et financières optimisées. À ce titre, le Groupe a encore renforcé sa position sur le marché en pleine croissance des contrats long-terme de vente d'électricité renouvelable aux entreprises («*Green Corporate PPA*») avec plus de 1,5 GW de contrats signés en 2020.

Avec un portefeuille d'actifs éoliens et solaires relativement récent (âge moyen de 5 ans) bénéficiant de contrats à long terme (durée résiduelle moyenne de 15 ans) qui offrent de la visibilité sur les revenus, les énergies renouvelables représentent un moteur de croissance clé pour le Groupe à long terme.

3 GW de capacités renouvelables actuellement en construction seront mis en service en 2021. ENGIE est en bonne position pour tenir son objectif 2019 de mettre en service 9 GW de capacités renouvelables additionnelles en 3 ans d'ici fin 2021.

ENGIE et EDP Renováveis ont finalisé la création d'Ocean Winds, une joint-venture dans le secteur de l'éolien offshore flottant et fixe. Ocean Winds sera le véhicule d'investissement exclusif de chacun des partenaires pour saisir les opportunités d'éolien en mer dans le monde entier. Elle vise à devenir l'un des cinq premiers opérateurs mondiaux d'éolien en mer en s'appuyant sur le potentiel de développement des deux partenaires. Depuis sa création, la société a déjà mis en service la première tranche d'un parc éolien en mer fixe en Belgique et WindFloat Atlantic, un parc éolien flottant de 25 MW au Portugal. Ce dernier est le premier parc éolien flottant semi-submersible au monde et constitue une réalisation majeure pour le secteur car la technologie éolienne flottante contribue à la diversification des sources d'énergie et permet d'accéder à des zones marines inexploitées.

ENGIE a annoncé la signature d'un accord avec Hannon Armstrong, groupe leader dans l'investissement de solutions respectueuses de l'environnement, pour la vente d'une participation de 49 % dans un portefeuille de 2,3 GW de capacités renouvelables aux États-Unis. ENGIE conservera le contrôle du portefeuille et continuera d'assurer la gestion des actifs. Une fois mis en service, ce portefeuille comprendra 1,8 GW de projets éoliens terrestres et 0,5 GW de projets solaires photovoltaïques. ENGIE a sécurisé près de 2 milliards de dollars US de financement par tax equity pour ce portefeuille. Ce type de financement est le schéma habituellement utilisé aux États-Unis pour soutenir le développement des projets

renouvelables. Il s'agit du financement par *tax equity* le plus important jamais réalisé aux États-Unis, ce qui démontre le succès du développement d'ENGIE sur ce marché.

ENGIE développe également des projets pour favoriser la transition énergétique à long terme : début janvier 2021, ENGIE et Total ont signé un partenariat pour développer le plus grand site français de production d'hydrogène vert à partir d'électricité 100% renouvelable. Ce partenariat est l'un des nombreux projets d'hydrogène renouvelable qu'ENGIE développe actuellement.

1.8.2.2. Les infrastructures

Les Infrastructures ont été principalement impactées par des températures élevées et des amortissements plus élevés en France ; le ROC à l'international est en forte hausse.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	3 850	4 026	+4,4%	-5,3%
ROC	2 063	2 344	+12,0%	-14,0%
CAPEX	2 502	344	+27,4%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température (ROC en millions d'euros)	(135)	(36)	(99,0)	-
Compteurs communicants (M)	6,9	4,9	-	-
Impacts COVID-19 (ROC en milliards d'euros)	0,07	-	-	-

Le ROC des **Infrastructures** s'est élevé à 2 063 millions d'euros, soit une baisse organique de 14%.

En France, cette activité a souffert de températures anormalement élevées au cours du premier semestre et de l'effet négatif de la crise du COVID-19 sur les volumes distribués, avec une compensation partielle due à la baisse des dépenses d'exploitation pendant le confinement. L'augmentation des amortissements (due à l'amortissement accéléré de certains actifs de distribution de gaz en France, dont l'effet est neutre sur la valeur dans le temps puisqu'il est pris en compte dans le revenu autorisé), la non-répétition d'un one-off interne positif survenu au quatrième trimestre 2019 ainsi que les premiers effets de la baisse des taux de rémunération des Bases d'Actifs Régulés (BAR) ont également contribué à la baisse du ROC des Infrastructures en France. Parmi ces impacts, les effets négatifs de volume seront compensés à moyen terme dans le cadre du mécanisme tarifaire du compte de régularisation des charges et des produits.

En Amérique latine, le ROC a bénéficié de contributions plus importantes de TAG et des deux lignes de transmission électrique actuellement en construction au Brésil. En Europe (hors France) et en Asie, les Infrastructures ont été impactées par des effets prix et température négatifs.

Dans l'ensemble, l'impact de la crise du COVID-19 a été limité et s'est principalement concentré sur les activités de distribution, en particulier en France.

Avec une BAR d'un peu plus de 28 milliards d'euros, ENGIE est l'un des plus grands opérateurs de réseaux de gaz en Europe. Ces activités sont également en pleine expansion en Amérique latine.

Tout au long de l'année 2020, ENGIE a su maintenir un haut niveau de performance opérationnelle avec des niveaux élevés de sécurité et de fiabilité des installations en France et a atteint le taux de satisfaction client élevé de 91 % pour la distribution de gaz en France. Toujours en France, parallèlement au rétablissement du niveau d'activité, le déploiement des compteurs communicants de gaz a repris avec l'installation de 2,0 millions d'unités en 2020, pour un total de 6,9 millions de compteurs installés à fin 2020.

Le développement des gaz renouvelables est un axe d'intérêt majeur pour ENGIE. Le Groupe considère que le gaz a un rôle essentiel à jouer pour permettre une transition énergétique abordable et en douceur grâce à la poursuite de l'utilisation du gaz naturel et à l'augmentation progressive de l'utilisation des gaz renouvelables tels que le biométhane et l'hydrogène. ENGIE connait des avancées dans ce domaine. Par exemple, l'année dernière, ENGIE a connecté 91 unités supplémentaires de production de biométhane au réseau de distribution de gaz en France, qui contribuent dorénavant à une production annuelle de 3,9 TWh, ce qui équivaut à la consommation annuelle de gaz d'environ 1 million de nouveaux

logements individues en France. ENGIE a également commencé à adapter les réseaux de transport de gaz existants en mettant en service trois installations de capacité de rebours en 2020, qui permettent au biométhane de passer du réseau de distribution aux infrastructures de stockage.

En Amérique Latine, après l'acquisition de 90% de TAG en juin 2019, ENGIE, avec son partenaire la Caisse de Dépôt et Placement du Québec, a acquis les 10% restants en juillet 2020. En outre, deux lignes de transmission d'électricité au Brésil sont en cours de construction par le Groupe : Gralha Azul (1 000 kilomètres) et Novo Estado (1 800 kilomètres). Les deux projets comprennent la construction de nouvelles sous-stations et la modernisation de sous-stations existantes et devraient être mis en service au cours du second semestre 2021.

1.8.2.3. Solutions clients

Les Solutions Clients ont connu une forte reprise au second semestre après un premier semestre impacté par la crise du COVID-19.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	20 101	20 957	-4,1%	-6,4%
ROC	459	1 082	-57,6%	-57,6%
CAPEX	992	1 624	-38,8%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Carnet de commandes - projets (en milliards d'euros)	12	11	+5,4%	-
DHC - capacité installée nette (GW)	15,2	13,9	+9,4%	-
Impacts COVID-19 (ROC en milliards d'euros)	0,60	-	-	-

L'impact sur le chiffre d'affaires des Solutions Clients a été relativement plus faible que sur le ROC, qui a significativement diminué, principalement en raison de la crise de la crise du COVID-19, dont l'impact total est estimé à environ 600 millions d'euros pour 2020. Les activités *Asset-light* ont subi un fort impact de la crise du COVID-19, notamment en Europe et aux États-Unis, principalement du fait de la perte de revenus et d'achats spécifiques supplémentaires. Les mesures de réduction et de variabilisation des coûts ont permis une réduction des dépenses d'exploitation d'environ 0,3 milliard d'euros.

La crise du COVID-19 a eu un impact important sur les résultats de SUEZ, et les résultats reflètent également la cession de 29,9% de la participation dans SUEZ début octobre 2020.

Hors effet température défavorable, les activités de réseaux de chaleur et de froid ainsi que les activités de production d'énergie décentralisée ont été résilientes.

La performance du second semestre 2020 a montré une reprise avec des résultats similaires à ceux de second semestre 2019, hors effet de la cession de SUEZ au quatrième trimestre 2020. Les restrictions ayant été assouplies en France au second semestre et les niveaux d'activité ayant été plus élevés, les impacts sur les résultats liés à la crise du COVID-19 ont été beaucoup plus faibles. En outre, les Solutions Clients ont également continué à bénéficier des actions de réductions des coûts initiées au deuxième trimestre.

Sur le plan opérationnel, le carnet de commandes des activités de projet (*Asset-light*) est plus important que celui de 2019 du fait de projets reportés ainsi que grâce aux acquisitions réalisées. L'évolution positive de cet indicateur offre une bonne visibilité pour 2021, sous réserve des restrictions liées à la crise du COVID-19.

Porté par les objectifs de décarbonisation et la croissance des solutions d'efficacité énergétique, ENGIE voit un fort potentiel de croissance pour les réseaux de chaud et de froid, la production d'énergie décentralisée et la mobilité verte au sein des activités *Asset-based*. Le Groupe occupe déjà une position de leader dans ces activités. Dans les réseaux de chaud et de froid, ENGIE est un des leaders mondiaux avec 100 réseaux de froid d'une puissance totale installée de 6,1 GW, et 300 réseaux de chauffage de tailles diverses qui fournissent 19 TWh par an.

ENGIE connaît également une croissance rapide dans le domaine de la mobilité verte et exploite plus de 50 000 points de recharge de véhicules électriques.

ENGIE a annoncé en décembre 2020 que le groupe EVBox, une start-up acquise en 2017 et aujourd'hui l'un des principaux fournisseurs mondiaux de solutions de recharge intelligentes pour les véhicules électriques, serait coté au NYSE dans les semaines à venir, après la finalisation d'une transaction par le biais d'une SPAC (*Special Purpose Acquisition Company*). Cette transaction combinerait liquidités et capital. ENGIE conserverait une participation de plus de 40% dans EVBox.

Cette transaction devrait entraîner une diminution de la dette nette d'environ 0,2 milliard d'euros et EVBox ne serait plus consolidée par intégration globale, mais comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

1.8.2.4. Thermique

Les activités Thermique ont enregistré une croissance organique de 1% malgré d'importants *one-offs* positifs en 2019.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	1 646	1 763	-6,6%	+2,3%
ROC	1 209	1 320	-8,4%	+1,4%

Le ROC des activités **Thermique** s'est élevé à 1 209 millions d'euros, soit une hausse organique de 1%, malgré la non-répétition des *one-offs* opérationnels favorables en 2019, principalement des indemnités compensatoires au Brésil et au Chili. Le ROC des activités Thermiques a subi un impact limité de la crise du COVID-19, pour environ 40 millions d'euros, principalement en raison d'une baisse de la demande au Chili et au Pérou. Ces effets négatifs ont été compensés par une meilleure performance de la flotte européenne des actifs thermiques gaz *merchant* grâce à un niveau plus élevé de revenus ancillaires, principalement en Italie, ainsi qu'à des spreads captés plus élevés dans toute l'Europe. Le ROC du Thermique a également bénéficié de la meilleure performance des activités contractées de production d'électricité au Moyen-Orient, de l'impact en année pleine de la mise en service de la centrale de Pampa Sul au Brésil en juin 2019 et de l'augmentation des volumes vendus avec des marges plus élevées au Brésil.

Dans l'ensemble, les activités Thermique ont fait preuve d'une forte résilience, à la fois grâce à un profil hautement contracté en dehors de l'Europe et grâce à la valeur d'optionnalité de la flotte *merchant* en Europe.

En août et novembre 2020, la remise en service de deux unités à cycle combiné aux Pays-Bas pour 0,7 GW a montré la flexibilité de la flotte thermique permettant de tirer parti des opportunités du marché.

En juin 2020, la vente d'une participation minoritaire dans le cycle combiné gaz *merchant* Astoria Energy à New York a été finalisée.

En mars 2020, la mise en service de la centrale à gaz de 1,5 GW de Fadhili, une centrale de cogénération en Arabie Saoudite, dont les revenus sont contractés et dans laquelle ENGIE détient une participation de 40%, a réaffirmé la position de leader d'ENGIE en tant que producteur d'électricité indépendant au Moyen-Orient.

1.8.2.5. Supply

La performance du *Supply* a été affectée par la crise du COVID-19 et des températures élevées.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	439	638	-31,2%	-
ROC	112	345	+67,7%	+65,5%
Effet température en France (ROC en milliosn d'euros)	(84)	(24)	(61,0)	-
Impacts COVID-19 (ROC en milliards d'euros)	0,29	-	-	-

Le ROC du ***Supply*** a baissé significativement de -233 millions d'euros à 112 millions d'euros. La performance financière a été fortement impactée par la crise du COVID-19 (env. -290 millions d'euros d'effet net) en Europe et aux États-Unis en raison de la baisse de la consommation de gaz et d'électricité pendant les périodes de confinement (clients BtoB

principalement). Cette baisse brutale et inattendue de la demande a entraîné un effet volume négatif, du fait des marges correspondantes non comptabilisées, ainsi qu'un effet de prix négatif, car les couvertures afférentes aux volumes prévus ont dû être dénouées dans un contexte de prix de marché en baisse. Les services aux clients BtoC ont également fortement baissé pendant les périodes de confinement et, en raison du contexte économique, le niveau des créances douteuses a augmenté. Les températures élevées en France et au Benelux ont également contribué à cette forte baisse.

Ces effets n'ont été que marginalement compensés par divers *one-offs*, des mesures d'atténuation de la crise du COVID-19, de meilleurs résultats en Roumanie et des marges gaz BtoC plus élevées en France.

Sur le plan opérationnel, la nombre de contrats d'électricité BtoC a augmenté de 186 000 en 2020, ce qui a contribué à la stabilité du nombre total de contrats BtoC à 24,4 millions.

1.8.2.6. Nucléaire

ROC en amélioration principalement grâce à de meilleurs prix captés.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	415	192	+111,6%	+111,6%
ROC	(111)	(314)	+64,7%	+64,7%
CAPEX	1 740,0	636,0	-	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (Belgique + France, proport., TWh)	36,5	41,7	-5,2 TWh	-
Disponibilité (Belgique à 100%)	+62,6%	+79,4%	-1680 bps	-

Le ROC des activités **Nucléaires** s'est établi à -111 millions d'euros, en hausse organique de 65%. Ces activités ont bénéficié d'un effet prix positif et d'une baisse des coûts d'exploitation.

Ces effets positifs ont été partiellement compensés par une baisse des volumes due aux arrêts de maintenance planifiés pour la prolongation de la durée de vie de Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, ainsi que par l'augmentation des amortissements. L'impact de la crise du COVID-19 sur le ROC des activités Nucléaires s'est élevé à environ -60 millions d'euros.

1.8.2.7. Autres

Le ROC des activités «**Autres»** s'est élevé à -224 millions d'euros, en baisse de -70 millions d'euros par rapport à 2019.

La comparaison d'une année sur l'autre est affectée par l'effet positif de la vente partielle d'un contrat de fourniture de gaz en 2019 et par l'impact de la crise du COVID-19 dû à des créances douteuses pour GEM (Global Energy Management). Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par les bonnes performances de GEM dans un contexte de forte volatilité des marchés, particulièrement durant le premier semestre, et par la contribution plus élevée de GTT grâce à une prise de commandes passée élevée.

1.9 Une position financière et un niveau de liquidités solides

ENGIE a porté une attention particulière au maintien d'un niveau important de liquidité qui s'élève à 23,0 milliards d'euros (trésorerie nette + lignes de crédit non tirées – encours de billets de trésorerie), dont 13,3 milliards d'euros de liquidités, au 31 décembre 2020.

ENGIE occupe une position de leader sur le marché des obligations vertes avec 12 milliards d'euros d'obligations vertes émises depuis 2014. Grâce à une gestion continue des obligations hybrides, ENGIE a un encours moyen de 3,9 milliards d'euros avec un coupon total actuel de 100 millions d'euros par an, en baisse d'environ -28% depuis 2017.

L'évolution de l'endettement financier net du Groupe est détaillée dans la section 4 «Évolution de l'endettement financier net» de ce rapport d'activité

Notation de crédit

ENGIE a conservé une notation de crédit «*strong investment grade*» :

- Le 9 novembre 2020, Moody's a abaissé sa notation de crédit long-terme à Baa1 avec une perspective stable.
- Le 24 septembre 2020, Fitch a confirmé sa notation de crédit long-terme à A et a abaissé sa perspective de stable à négative.
- Le 24 avril 2020, S&P a abaissé sa notation crédit long terme à BBB+ et sa notation crédit court terme à A-2.

2 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**55 751**	**60 058**	**-7,2%**	**-5,7%**
EBITDA	**9 276**	**10 366**	**-10,5%**	**-6,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 698)	(4 547)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**4 578**	**5 819**	**-21,3%**	**-16,4%**

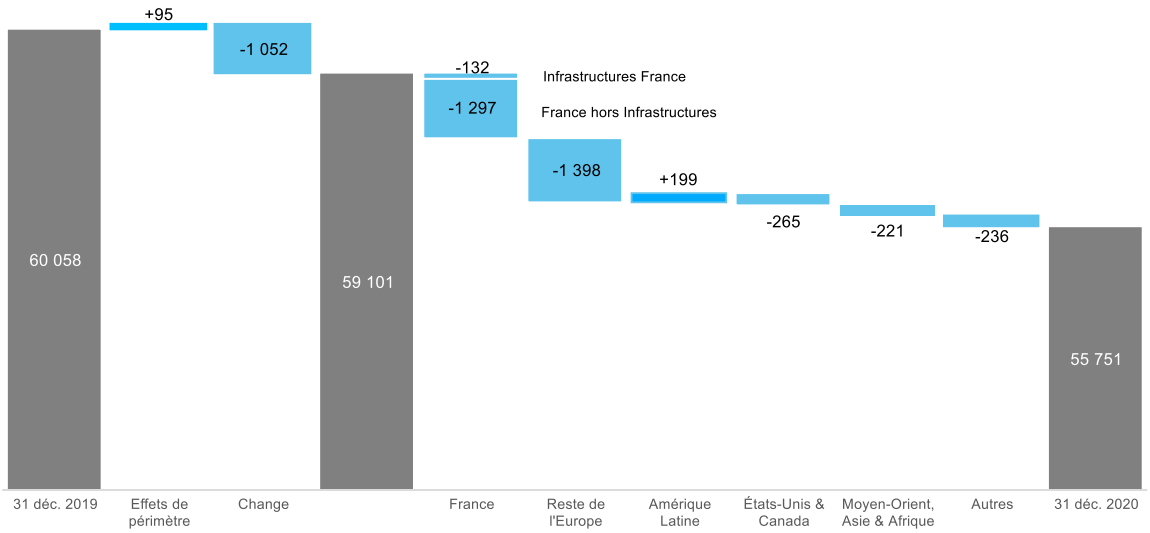
ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 55,8 milliards d'euros, en baisse de 7,2% en brut et de 5,7% en organique.

La baisse brute du chiffre d'affaires comprend un effet de change négatif, principalement dû à la dépréciation du real brésilien par rapport à l'euro et, dans une moindre mesure, à la dépréciation du dollar US, des pesos mexicain et argentin par rapport à l'euro, qui n'ont été que partiellement compensées par un effet périmètre net positif. Cet effet périmètre comprend diverses acquisitions dans les Solutions Clients, principalement Powerlines en Europe et Conti aux États-Unis, partiellement compensées par les cessions de la participation de Glow en Thaïlande en mars 2019, des activités de *Supply* BtoC au Royaume-Uni au début de l'année 2020 et des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas.

La baisse organique du chiffre d'affaires est en grande partie due à la crise du COVID-19 affectant principalement les Solutions Clients et le *Supply* dans toutes les zones géographiques. Les températures élevées ont aussi affecté les revenus du *Supply* en Europe et en Australie, des activités de distribution de gaz en France et, dans une moindre mesure, des activités *Asset-based* des Solutions Clients. Cette baisse n'a été que partiellement compensée par l'augmentation des revenus au Brésil grâce aux revenus de construction des lignes de transmission d'électricité (Gralha Azul et Novo Estado) ainsi qu'à la première année complète d'exploitation de la centrale thermique de Pampa Sul. En France, des effets volume et prix sur les ventes d'électricité ont également partiellement compensé cette baisse.

En millions d'euros



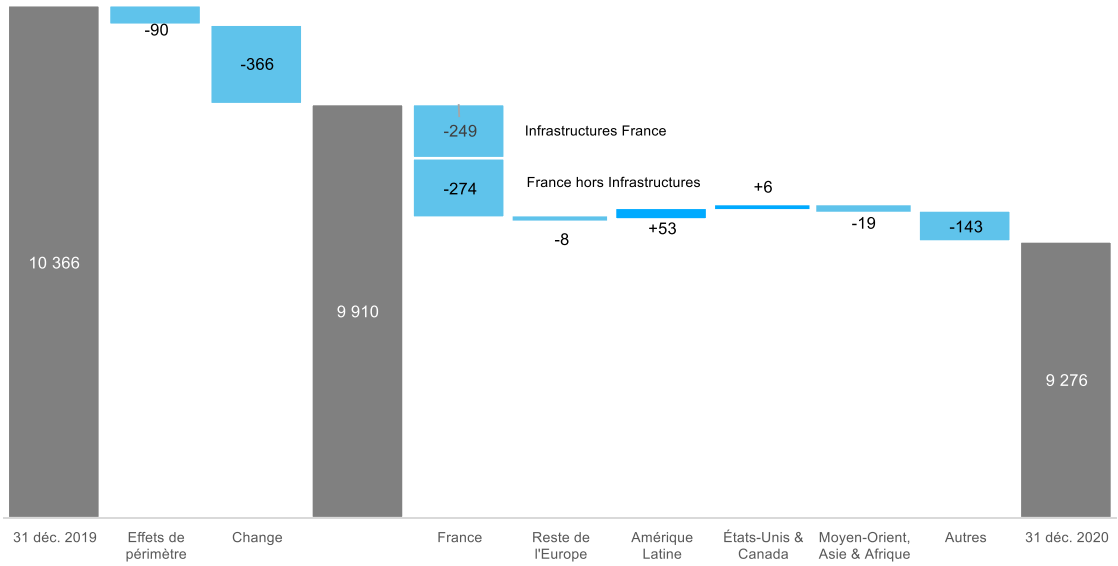
ÉVOLUTION DE L'EBITDA

L'**EBITDA** s'élève à 9,3 milliards d'euros, en baisse de 10,5 % en brut et de 6,5% en organique.

Ces variations brutes et organiques sont globalement en ligne avec la baisse du résultat opérationnel courant (ROC), à l'exception de l'augmentation des amortissements non pris en compte dans l'EBITDA. Cette augmentation provient de l'accroissement de l'actif de démantèlement nucléaire résultant de la révision triennale des provisions nucléaires belges intervenue fin 2019, des travaux dans le cadre des opérations à long terme (LTO) des réacteurs belges de première génération et de l'amortissement de certains actifs de distribution de gaz en France.

En outre, le plan Lean 2021 a continué de produire des résultats aux niveaux de l'EBITDA et du ROC, qui sont actuellement légèrement supérieurs aux objectifs.

En millions d'euros



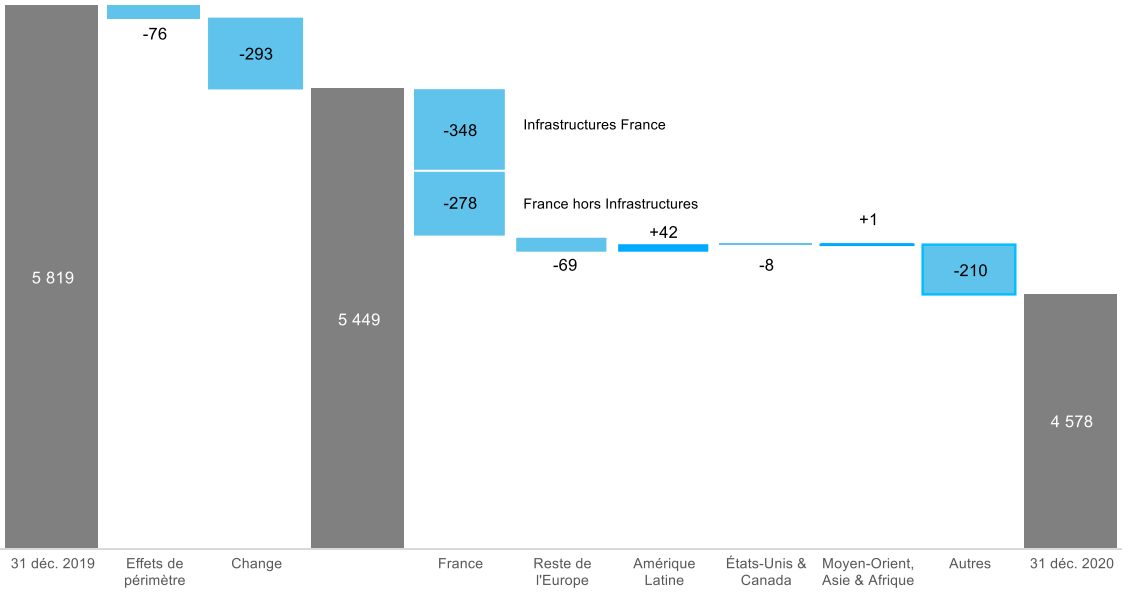
Matrice par géographies/*Business Lines*

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	31 déc. 2020
France	750	3 291	389	-	-	250	-	**4 680**
Reste de l'Europe	361	114	140	531	415	190	-	**1 750**
Amérique Latine	17	445	897	600	-	54	-	**2 014**
États-Unis & Canada	59	2	97	46	-	39	1	**245**
Moyen-Orient, Asie & Afrique	59	4	75	472	-	(10)	-	**600**
Autres	(38)	(6)	(41)	(3)	-	(84)	159	**(14)**
TOTAL EBITDA	**1 208**	**3 850**	**1 559**	**1 646**	**415**	**439**	**159**	**9 276**

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	31 déc. 2019
France	959	3 537	422	-	-	294	-	**5 212**
Reste de l'Europe	578	137	151	443	192	255	-	**1 757**
Amérique Latine	35	341	1 035	748	-	62	-	**2 221**
États-Unis & Canada	42	1	70	32	-	63	61	**269**
Moyen-Orient, Asie & Afrique	44	16	94	564	-	6	-	**725**
Autres	178	(8)	(48)	(23)	-	(42)	125	**182**
TOTAL EBITDA	**1 836**	**4 026**	**1 724**	**1 763**	**192**	**638**	**186**	**10 366**

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros



Matrice par géographies/*Business Lines*

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	31 déc. 2020
France	363	1 610	150	-	-	106	-	**2 229**
Reste de l'Europe	131	71	87	370	(111)	100	-	**648**
Amérique Latine	(3)	384	750	359	-	53	-	**1 542**
États-Unis & Canada	24	2	62	43	-	(8)	1	**124**
Moyen-Orient, Asie & Afrique	41	3	65	441	-	(32)	-	**518**
Autres	(97)	(6)	(43)	(3)	-	(109)	(225)	**(483)**
TOTAL ROC	**459**	**2 063**	**1 070**	**1 209**	**(111)**	**112**	**(224)**	**4 578**

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	31 déc. 2019
France	575	1 957	182	-	-	149	-	**2 862**
Reste de l'Europe	347	96	96	293	(314)	189	-	**707**
Amérique Latine	(1)	284	851	501	-	61	-	**1 696**
États-Unis & Canada	8	1	47	26	-	25	49	**155**
Moyen-Orient, Asie & Afrique	25	14	70	523	-	(13)	-	**619**
Autres	129	(8)	(50)	(23)	-	(65)	(203)	**(221)**
TOTAL ROC	**1 082**	**2 344**	**1 195**	**1 320**	**(314)**	**345**	**(154)**	**5 819**

2.1 France

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**20 295**	**21 423**	**-5,3%**	**-6,7%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	**21 580**	**22 736**	**-5,1%**	
EBITDA	**4 680**	**5 212**	**-10,2%**	**-10,1%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(2 451)	(2 350)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**2 229**	**2 862**	**-22,1%**	**-22,2%**

2.1.1. France hors Infrastructures

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**14 856**	**15 854**	**-6,3%**	**-8,2%**
EBITDA	**1 391**	**1 673**	**-16,9%**	**-16,9%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(771)	(768)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**620**	**905**	**-31,5%**	**-32,0%**

Volumes d'énergie vendus

En TWh	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %
Ventes de gaz	74,4	83,2	-10,6%
Ventes d'électricité	39,6	38,8	+2,1%

Correction climatique France

En TWh	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(6,7)	(1,9)	(4,8)

Le **chiffre d'affaires** du secteur France hors Infrastructures s'établit à 14 856 millions d'euros, en baisse brute de 6,3% et de 8,2% en organique. La baisse organique est imputable aussi bien aux Solutions Clients – affectées par la crise du COVID-19 mais aussi par le climat et les prix – qu'au *Supply*, avec des effets prix et volume négatifs sur les ventes de gaz, lesquelles ont souffert des températures élevées au premier semestre. Ce recul n'a été que partiellement compensé par des effets prix et volume positifs sur les ventes d'électricité, mais les acquisitions à fin 2019 dans les Solutions Clients (notamment celles de Powerlines et de Pierre Guérin) et la bonne performance des énergies renouvelables ont toutefois permis de l'atténuer en partie.

Par rapport à 2019, les volumes de ventes de gaz dans le segment BtoC diminuent de 8,8 TWh, dont 4,8 TWh sont imputables à un effet température négatif et dont le reste découle de la fin des tarifs réglementés du gaz. Le portefeuille d'électricité BtoC enregistre une progression de 0,9 TWh des ventes, en ligne avec la croissance de son portefeuille de clients. Les volumes vendus par France Renouvelables ont eux aussi augmenté de 0,1 TWh.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 620 millions d'euros, en recul brut de 31,5% et de 32,0% en organique. Cette baisse organique résulte de la crise du COVID-19, de marges de cession plus faibles dans les renouvelables, et de l'effet défavorable des températures élevées sur le Supply et les Solutions Clients. Ces baisses ont été partiellement compensées par une augmentation de la production électrique d'origine éolienne et une hausse des prix pour la production hydroélectrique.

2.1.2. Infrastructures France

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**5 439**	**5 569**	**-2,3%**	**-2,4%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	**6 359**	**6 548**	**-2,9%**	
EBITDA	**3 290**	**3 539**	**-7,0%**	**-7,0%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 681)	(1 582)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**1 609**	**1 957**	**-17,8%**	**-17,8%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Infrastructures France s'établit à 5 439 millions d'euros, en recul brut de 2,3%. Ce recul s'explique par l'activité de distribution, qui a été principalement affectée par des températures élevées records cet hiver, par le ralentissement de la construction et la baisse des volumes du fait de la crise du COVID-19, ainsi que par une baisse du chiffre d'affaires des activités de stockage, impactées par le nouveau tarif ATS2 en vigueur depuis le 1er avril en France. Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par les modifications tarifaires intervenues sur les activités de transport et de distribution en 2019 et 2020, ainsi que par la hausse des volumes de regazéification.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 1 609 millions d'euros pour la période, en baisse de 17,8% en brut. Outre la baisse de chiffre d'affaires précitée, le résultat opérationnel courant des Infrastructures a été impacté par l'accélération des amortissements dans la distribution et par des effets ponctuels positifs fin 2019. Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par une baisse des dépenses d'énergie.

2.2 Reste de l'Europe

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**15 655**	**17 267**	**-9,3%**	**-8,2%**
EBITDA	**1 750**	**1 757**	**-0,4%**	**-0,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 102)	(1 050)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**648**	**707**	**-8,3%**	**-9,9%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Reste de l'Europe s'élève à 15 655 millions d'euros, en recul brut de 9,3%, principalement du fait des activités *Supply*, Solutions Clients et Thermique. Compte tenu de l'impact défavorable de la cession, au début de l'année, de l'activité *Supply* BtoC au Royaume-Uni et d'actifs charbon en Allemagne et aux Pays-Bas, le chiffre d'affaires marque une baisse organique de 8,2%.

Les activités *Supply* enregistrent un recul organique, en raison de la baisse des volumes due à l'effet climatique défavorable et à la baisse de la consommation liée à la crise du COVID-19. Les activités de Solutions Clients *Asset-Light* ont été fortement affectées par la contraction de l'activité résultant de la crise du COVID-19, surtout en Belgique et au Royaume-Uni, et ce, notamment au premier semestre.

Le **résultat opérationnel courant** ressort à 648 millions d'euros. Ce repli brut de 59 millions d'euros, principalement imputable aux Solutions Clients et au *Supply* a été en partie compensé par les activités Nucléaire et Thermique.

Les **Solutions Clients** enregistrent une forte baisse de la contribution des activités *Asset-Light*, notamment au Royaume-Uni, au Benelux et en Italie, principalement sous l'effet de la crise du COVID-19. Le ***Supply*** a souffert des températures élevées et de l'impact du coronavirus qui ont entraîné une baisse de la consommation des clients professionnels BtoB et BtoC ; ce recul a été partiellement contrebalancé par une meilleure performance de l'activité *Supply* en Roumanie. La contribution des **Infrastructures** baisse en Roumanie du fait d'un effet climatique défavorable, de l'impact de la crise du COVID-19 sur les volumes et des réductions du taux de rémunération réglementé. Par ailleurs, les activités **Nucléaire** ont bénéficié de marges énergie plus élevées – principalement grâce à un effet prix positif et à une hausse de la contribution du nucléaire français, partiellement neutralisés par la baisse des volumes liée à l'arrêt des projets visant à prolonger de la durée de vie des unités de Doel 1 et Doel 2 – et d'une baisse des charges d'exploitation, qui ont

été en partie compensées par une hausse des amortissements. Malgré la cession des actifs de production à base de charbon en 2019, les activités **Thermique** enregistrent également une hausse par rapport à 2019, grâce aux bonnes performances de l'Italie, ainsi qu'à la hausse des *spreads* et des services ancillaires. Les bonnes performances des activités **Renouvelables** ont principalement été portées par la contribution du portefeuille éolien de Renvico en Italie, dont l'acquisition remonte au début de l'année.

2.3 Amérique Latine

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**4 774**	**5 341**	**-10,6%**	**+4,4%**
EBITDA	**2 014**	**2 221**	**-9,3%**	**+2,8%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(472)	(525)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**1 542**	**1 696**	**-9,0%**	**+2,9%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique Latine s'établit à 4 774 millions d'euros, en baisse de 10,6% en brut et en hausse de 4,4% en organique. Le recul brut comprend des effets de change négatifs au Brésil, dont la monnaie s'est dépréciée de 29% face à l'euro, ainsi que des effets du même type dans le reste de l'Amérique Latine (dépréciation du dollar américain, du peso argentin et du peso mexicain). Au Brésil, le chiffre d'affaires a progressé en organique grâce à la montée en puissance de la construction de Gralha Azul et des lignes de transmission électrique de Novo Estado (Infrastructures) et grâce à la première année complète d'exploitation de Pampa Sul (Thermique). Dans la BU Amérique Latine, le chiffre d'affaires marque une baisse en organique, principalement en raison du tassement de l'activité des services Thermique et *Asset-Light* dans l'ensemble des pays de la zone, du fait de la crise du COVID-19. Le chiffre d'affaires est également impacté par une baisse des prix des matières premières dans le Thermique au Chili, une diminution des prix des contrats long terme de vente d'électricité au Pérou et un recul des prix dans l'activité de fourniture de gaz BtoB (sans impact sur le résultat opérationnel courant) au Mexique.

Le **résultat opérationnel courant** atteint 1 542 millions d'euros, en recul brut de 9,0% et de 2,9% en organique. La baisse brute comprend l'important effet de change négatif au Brésil et, dans une moindre mesure, en Amérique Latine, partiellement compensé par l'effet de périmètre positif lié à l'acquisition, en juin 2019, de notre réseau de transport de gaz au Brésil (TAG). En organique, le Brésil enregistre une augmentation significative (28,9%), principalement grâce aux Renouvelables, avec la contribution du gain de compensation «GFOM» (compensation des producteurs hydrauliques au titre des pertes passées suite à leur déclassement dans l'ordre de mérite), et aux Infrastructures, qui bénéficient d'une meilleure performance de TAG et de la marge de construction des lignes de transmission électrique. Le Thermique est relativement stable au Brésil, les effets ponctuels de 2019 (indemnités compensatoires sur la centrale de Pampa Sul) étant neutralisés par la hausse de production à base de charbon et la première année complète d'exploitation de Pampa Sul. Outre le Brésil, le repli organique s'explique principalement par un *one-off* positif en 2019 au Chili (indemnités compensatoires au titre de retards dans la centrale IEM) qui vient contrebalancer une hausse des volumes en 2020, par la baisse de la demande d'électricité et des prix des contrats long terme de vente d'électricité au Pérou, ainsi que par la diminution des volumes de gaz distribués en Argentine et au Mexique.

2.4 États-Unis & Canada

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**4 229**	**4 457**	**-5,1%**	**-6,2%**
EBITDA	**245**	**269**	**-8,8%**	**+2,8%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(121)	(113)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**124**	**155**	**-20,3%**	**-6,3%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur États-Unis & Canada s'établit à 4 229 millions d'euros, en recul brut de 5,1% et en repli organique de 6,2%. Le recul brut s'explique principalement par l'expiration d'un ancien contrat de GNL en 2019, par l'impact de la crise du COVID-19 sur les activités Solutions Clients et *Supply*, et par des effets de change négatifs. Cette baisse

est partiellement neutralisée par la hausse du chiffre d'affaires des projets portant sur les universités américaines et les énergies renouvelables, qui progressent, et par les effets de périmètre, en 2020, liés aux acquisitions récentes dans les Solutions Clients, notamment Conti.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 124 millions d'euros, en baisse de 20,3% en brut et de 6,3% en organique. La baisse brute s'explique principalement par l'impact de la crise du COVID-19, notamment dans le *Supply*, et par la fin du contrat de GNL précité. Ces effets ont été partiellement neutralisés par les contributions de plusieurs projets renouvelables mis en service depuis l'année dernière hors cession de DBSO en 2019 et par une amélioration dans les activités Thermique.

2.5 Moyen-Orient, Asie & Afrique

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**2 382**	**2 937**	**-18,9%**	**-8,6%**
EBITDA	**600**	**725**	**-17,2%**	**-3,0%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(82)	(106)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**518**	**619**	**-16,4%**	**+0,2%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Moyen-Orient, Asie & Afrique atteint 2 382 millions d'euros, ce qui représente une diminution brute de 18,9% et un recul organique de 8,6%. Ce repli brut s'explique principalement par la cession de Glow (Thaïlande) en mars 2019, par des effets de change négatifs et par une baisse organique. En organique, le Thermique enregistre un recul principalement dû à la mise sous cocon de la centrale électrique de Baymina en Turquie et des effets prix en Asie-Pacifique. Les activités Solutions Clients et *Supply* ont toutes deux été impactées par la crise du COVID-19 en Australie, outre les conditions climatiques peu favorables qui ont affecté le *Supply*.

Les ventes d'électricité sont passé de 16,6 TWh à 14,7 TWh, avec des volumes réduits principalement en raison de la mise sous cocon de la centrale électrique de Baymina.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 518 millions d'euros, en recul brut de 16,4% et en hausse de 0,2% en organique. La baisse brute s'explique notamment par l'impact négatif de la cession de Glow. En organique, le **résultat opérationnel courant** reste stable grâce aux Solutions Clients (et notamment Tabreed, fournisseur de systèmes de chauffage et refroidissement urbain au Moyen-Orient). Cet effet positif est neutralisé par l'activité *Supply* en Afrique et en Australie (affectée par la crise du COVID-19) ainsi que par la baisse des résultats de l'activité Infrastructures en Thaïlande à la suite du repli des cours du pétrole. La performance globalement stable de l'activité Thermique, avec un recul en Asie-Pacifique, à Pelican Point principalement (baisse des prix et des provisions), a été entièrement contrebalancée par la bonne performance du portefeuille thermique dans le Golfe.

2.6 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**8 417**	**8 633**	**-2,5%**	**-2,7%**
EBITDA	**(14)**	**182**	**-107,5%**	**-107,2%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(469)	(404)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**(483)**	**(221)**	**-118,4%**	**-78,2%**

Le secteur reportable Autres englobe (i) GEM, (ii) Entreprises & Collectivités (E&C), (iii) Tractebel, (iv) GTT, (v) les *New business*, ainsi que (vi) les activités holdings et *corporate* du Groupe, qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et la contribution des entreprises associées SUEZ (jusqu'à début octobre 2020) et Touat B.V.

Le **chiffre d'affaires** de ce secteur s'élève à 8 417 millions d'euros, en recul brut de 2,5% par rapport à l'an dernier, principalement en raison de GEM, avec la diminution des prix du gaz dans les opérations de marché, ainsi qu'en raison de l'effet ponctuel positif découlant de la vente partielle, en 2019, d'un contrat de fourniture de gaz à Shell. La diminution des ventes E&C découlant de la crise du COVID-19 et de la douceur des températures a été compensée en grande partie par la croissance du portefeuille. Ces impacts ont été partiellement neutralisés par l'augmentation du chiffre d'affaires de GTT, dont le carnet de commande a enregistré une croissance historique.

Le **résultat opérationnel courant** est négatif, pour 483 millions d'euros, soit une baisse de 262 millions d'euros par rapport à 2019. Cette baisse résulte principalement des répercussions de la crise du COVID-19 sur SUEZ et E&C, également affectées par la douceur des températures. GEM a été impacté par la crise du COVID-19, effet partiellement contrebalancé par la performance solide des activités de marché sur fond de volatilité élevée durant l'année (notamment au 1er semestre). Le résultat opérationnel courant est également en baisse pour les *New business* et Tractebel. Ces effets négatifs ont été en partie compensés par une contribution plus forte de GTT.

3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

La réconciliation du Résultat opérationnel courant (ROC) au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute en %
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**4 578**	**5 819**	**-21,3%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	199	(426)	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(137)	(93)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 640**	**5 300**	**-12,4%**
Pertes de valeur	(3 551)	(1 770)	
Restructurations	(343)	(218)	
Effets de périmètre	1 640	1 604	
Autres éléments non récurrents	(886)	(1 240)	
Résultat des activités opérationnelles	**1 501**	**3 676**	**-59,2%**
Résultat financier	(1 678)	(1 387)	
Impôts sur les bénéfices	(715)	(640)	
RÉSULTAT NET	**(893)**	**1 649**	**-154,1%**
Résultat net récurrent part du Groupe	**1 703**	**2 683**	
Résultat net part du Groupe	**(1 536)**	**984**	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**644**	**664**	

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Résultat net récurrent part du Groupe	**1 703**	**2 683**
Pertes de valeur etautres	(4 736)	(2 659)
Restructurations	(343)	(218)
Effets de périmètre	1 640	1 604
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	199	(426)
Résultat net part du Groupe	**(1 536)**	**984**

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 1 501 millions d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2019 principalement en raison (i) de pertes de valeur plus importantes, (ii) d'une dégradation du résultat opérationnel, (iii) partiellement compensés par de moindres autres éléments non récurrents

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 3 551 millions d'euros (contre 1 770 millions d'euros au 31 décembre 2019) portant essentiellement sur les actifs nucléaires en Belgique (2 860 millions d'euros) dû à la révision des probabilités d'extension de la durée de vie de certaines centrales au-delà de 2025 ainsi qu'à la mise à jour des scénarios de prix d'électricité à long terme (*cf. Note 9.1*) ;

- des charges de restructuration de 343 millions d'euros (contre 218 millions d'euros au 31 décembre 2019) (*cf. Note 9.2*) ;

- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à +1 640 millions d'euros comprenant notamment le résultat de cession de 29,9% de la participation d'ENGIE dans Suez (*cf. Note 9.3*) ;

- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -886 millions d'euros comprenant notamment pour -726 millions l'impact comptable initial de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode gestion en *trading* initié par la BU GEM en 2017 ainsi que les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels (*cf. Note 9.4*).

Le **résultat financier** s'élève à -1 678 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre -1 387 millions d'euros au 31 décembre 2019 (*cf. Note 10)* en dépit d'un coût moyen de la dette brute stable, en raison d'une moindre rémunération de la trésorerie et d'effets de change défavorables.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2020 s'établit à -715 millions d'euros (contre -640 millions d'euros au 31 décembre 2019). Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 32,5% en 2020 contre 28,2% en 2019, porté principalement par la révision de certaines positions d'impôts différés à l'aune de la mise à jour des prévisions de résultats taxables ou d'évolutions réglementaires dans certaines géographies. Le taux effectif d'impôt total est en forte baisse (-98,1% contre 35,8% en 2019), impacté également par la non-déductibilité de l'essentiel des pertes de valeurs enregistrées sur la période et par l'évolution des provisions pour risques fiscaux.

Le **résultat net récurrent, part du Groupe**, s'élève à 1,7 milliard d'euros contre 2,7 milliards d'euros au 31 décembre 2019. Cette baisse est principalement due à la baisse du résultat opérationnel courant et du résultat financier récurrent, ainsi qu'à la hausse du taux effectif d'impôt récurrent de 28,2% à 32,5%.

Le **résultat net part du Groupe** est de -1,5 milliard d'euros, en baisse de 2,5 milliards d'euros en raison principalement de la baisse du résultat net récurrent et de pertes de valeur (3.6 milliards d'euros au total) plus élevées principalement liées au changement d'hypothèse de durée de vie des réacteurs nucléaires belges ainsi qu'à l'extension de la comptabilité en juste valeur à un contrat de gaz européen et à ses actifs liés.

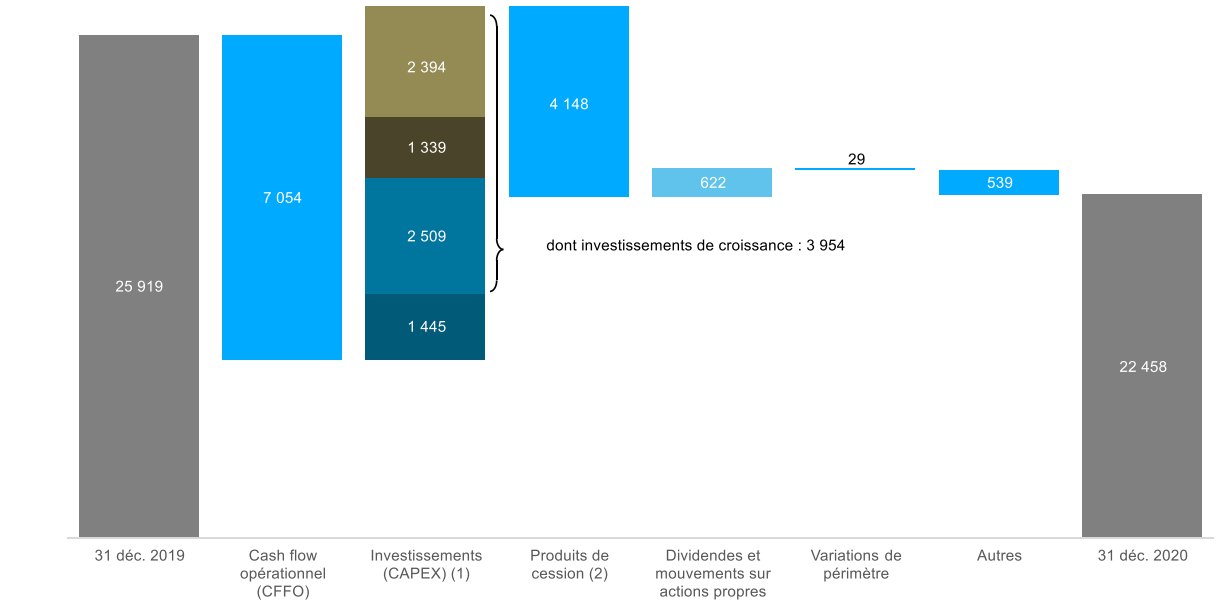
Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 644 millions d'euros (contre 664 millions d'euros au 31 décembre 2019) en dépit de la plus forte diminution du résultat net du Groupe, en raison de la bonne performance relative des sociétés comptant des actionnaires minoritaires, notamment en Amérique du Sud.

4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net s'établit à 22,5 milliards d'euros, en baisse de 3,5 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2019. Cette baisse est principalement due (i) à la génération de *cash-flow des opérations* (7,1 milliards d'euros), (ii) par les effets des opérations de cession de la période (4,2 milliards d'euros, principalement liés à la cession d'une partie de la participation du Groupe dans la société SUEZ SA pour 3,4 milliards d'euros, des participations dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis pour 0,4 milliard d'euros) et (iii) à d'autres éléments (0,5 milliard d'euros - principalement liés aux effets de change partiellement compensés par les nouveaux droits d'utilisation de biens pris en location). Ces éléments sont neutralisés pour partie par (i) les investissements de la période (7,7 milliards d'euros [(1)]), et par (ii) les versements de dividendes aux participations ne donnant pas le contrôle et mouvements sur actions propres (0,6 milliard d'euros). À noter, en 2020, l'annulation de la distribution du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2019 (soit 1,9 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En millions d'euros



(1) CAPEX nets des effets de cession dans le cadre des activités DBSO.
(2) Hors effets de cession dans le cadre des activités DBSO, déduits des CAPEX.

Investissements de développement (nets de DBSO)
Investissements financiers
Variation des placements effectués par Synatom
Investissements de maintenance

(1) Net de l'impact des cessions dans le cadre des activités DBSO.

Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2020 à 2,42, soit une diminution de 0,1x par rapport au 31 décembre 2019. Le coût moyen de la dette brute s'élève à 2,38 %, en baisse de 32 points de base par rapport à fin 2019. Cette diminution s'explique principalement par l'effet positif induit par la détérioration du taux de change au Brésil et la réduction de la dette en Inde, entrainant un effet de mix positif : la part de la dette centralisée, dont le taux moyen est inférieur à celui des dettes locales, dans la dette moyenne totale a augmenté.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Endettement financier net	22 458	25 919
EBITDA	9 276	10 366
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,42**	**2,50**

Le ratio dette nette économique [(1)] sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2020 à 4,03, stable par rapport à fin 2019 :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Dette nette économique	37 420	41 078
EBITDA	9 276	10 366
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**4,03**	**3,96**

4.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

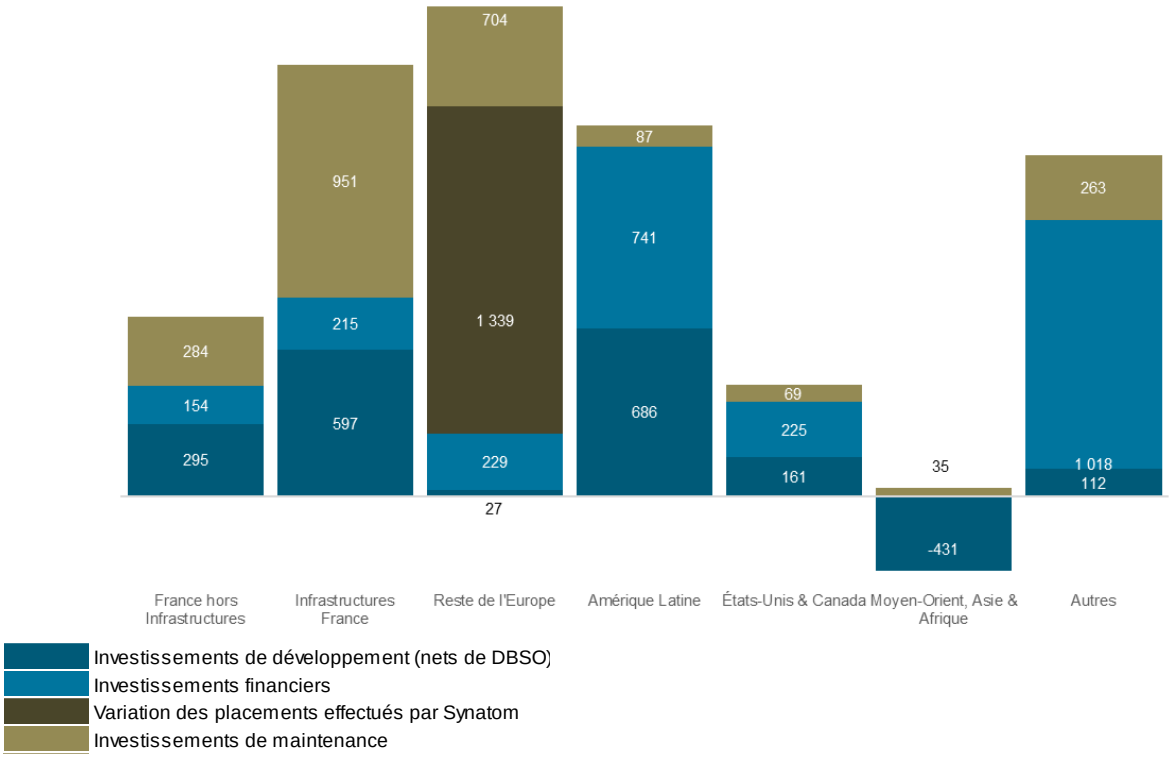
Le ***cash flow des opérations*** s'établit à 7,1 milliards d'euros, en baisse de 0,5 milliard d'euros. Cette diminution résulte de la baisse de 1,1 milliard d'euros de la marge brute d'autofinancement, partiellement compensée par une variation positive de 0,5 milliard d'euros du besoin en fonds de roulement et par une légère diminution nette des intérêts et des impôts payés. La variation positive de la variation du besoin en fonds de roulement est principalement due à la variation des appels de marge et aux instruments financiers dérivés pour 0,9 milliard d'euros, partiellement compensée par une détérioration de la variation du besoin en fonds de roulement opérationnel de -0,4 milliard d'euros due notamment à une augmentation des stocks de *Supply* partiellement compensée par une diminution des créances.

(1) La dette nette économique s'établit à 37,4 milliards d'euros à fin décembre 2020, en baisse de 3,7 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2019 ; elle intègre notamment les provisions nucléaires et les avantages postérieurs à l'emploi.

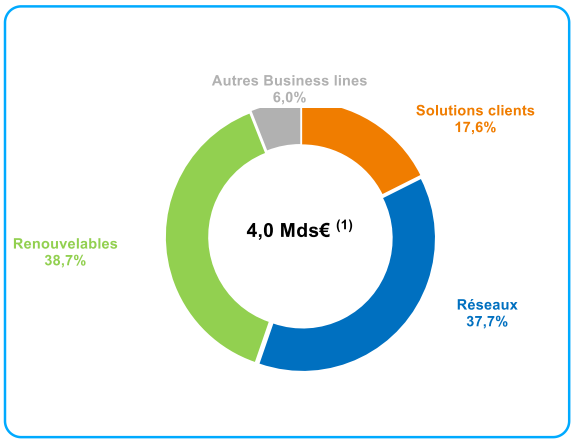
4.2 Investissements nets

Les **investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)** s'élèvent à 7 687 millions d'euros et se détaillent comme suit par secteurs :

En millions d'euros



Les **investissements de croissance** s'élèvent à 4,0 milliards d'euros et se détaillent comme suit par *Business Line.* Plus de 90% des investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables, aux Infrastructures et aux Solutions Clients *Asset-based*, conformément à la nouvelle orientation stratégique annoncée en juillet.



Principaux projets (Mds€)

Solutions clients ~ 0,7

Principalement dans les activités "asset-based", dans le cadre du développement continu de partenariats universitaires aux États-Unis, le développement du DHC en France et le développement de la production solaire sur site aux États-Unis.

Réseaux ~ 1,5

Au Brésil, construction de deux projets de lignes de transmission d'électricité et acquisition des 10% restants de TAG, déploiement de compteurs de gaz intelligents et développement du réseau de distribution en France.

Renouvelables ~ 1,5

Acquisition d'actifs hydroélectriques au Portugal, développement de l'éolien en mer et construction de nouvelles capacités éoliennes et solaires principalement en Amérique latine, notamment au Brésil, en France et en Amérique du Nord.

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, Synatom réaffecté aux investissements de maintenance.

La **matrice géographies/*Business Lines*** se détaille comme suit :

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	31 déc. 2020
France	384	1 743	247	-	-	123	-	**2 496**
Reste de l'Europe	178	83	75	118	1 740	104	-	**2 298**
Amérique Latine	23	672	649	166	-	4	-	**1 514**
États-Unis & Canada	268	-	137	1	-	49	-	**455**
Moyen-Orient, Asie & Afrique	25	4	(452)	(99)	-	51	-	**(470)**
Autres	112	-	980	1	-	27	272	**1 393**
TOTAL CAPEX	**992**	**2 502**	**1 637**	**187**	**1 740**	**357**	**272**	**7 687**

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	31 déc. 2019
France	423	1 709	481	-	-	151	-	**2 764**
Reste de l'Europe	416	77	35	174	636	95	-	**1 433**
Amérique Latine	46	1 651	541	254	-	7	-	**2 499**
États-Unis & Canada	301	1	968	8	-	73	-	**1 351**
Moyen-Orient, Asie & Afrique	80	9	267	-	-	93	-	**449**
Autres	355	-	183	81	-	38	889	**1 547**
TOTAL CAPEX	**1 621**	**3 446**	**2 475**	**517**	**636**	**458**	**889**	**10 042**

Les **investissements nets** de la période s'élèvent à 4 093 millions d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 3 954 millions d'euros (cf. ci-dessus) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2 394 millions d'euros ;
- de l'augmentation de 1 339 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période (584 millions d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 29 millions d'euros ; et
- des cessions représentant un montant de 4 148 millions d'euros et portant principalement sur la cession par le Groupe d'une partie de sa participation dans la société SUEZ SA et de ses participations dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis.

4.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 622 millions d'euros (contre 2 522 millions d'euros au 31 décembre 2019). Cette évolution s'explique notamment par l'annulation de la distribution du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2019 de 1,9 milliard d'euros. Au 31 décembre 2020, les dividendes et mouvements sur actions propres comprennent les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 425 millions d'euros, et le paiement des coupons de la dette hybride pour 187 millions d'euros.

4.4 Endettement financier net au 31 décembre 2020

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 81% en euros, 12% en dollars américains et 9% en real brésilien au 31 décembre 2020.

L'endettement financier net est libellé à 98% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 12,0 ans.

Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,7 milliards d'euros.

5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation nette
Actifs non courants	**93 095**	**99 297**	**(6 201)**
Dont goodwill	*15 943*	*18 665*	*(2 722)*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*57 085*	*58 996*	*(1 911)*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*6 760*	*9 216*	*(2 456)*
Actifs courants	**60 087**	**60 496**	**(409)**
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*1 292*	*468*	*823*
Capitaux propres	**33 856**	**38 037**	**(4 181)**
Provisions	27 073	25 115	1 958
Dettes financières	37 939	38 544	(606)
Autres passifs	54 315	58 097	(3 781)
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*488*	*92*	*396*

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 57,1 milliards d'euros, en baisse de 1,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2019. Cette variation résulte pour l'essentiel des amortissements (-4,6 milliards d'euros), des écarts de conversion (-2,2 milliards d'euros principalement lié à la forte dépréciation du réal brésilien et du dollar américain), des pertes de valeurs (-1,3 milliard d'euros liées principalement aux actifs nucléaires en Belgique), le classement d'actifs dans les énergies renouvelables en Inde en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» (-0,6 milliard d'euros), partiellement compensés par des acquisitions et développements de la période (+7,0 milliard d'euros).

Les ***goodwill*** s'établissent à 15,9 milliards d'euros en baisse de 2,7 milliards d'euros essentiellement dû à la comptabilisation de pertes de valeurs sur les actifs nucléaires en Belgique (*cf. Note 13*).

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** diminuent de 2,5 milliards d'euros notamment dû à la cession de 29,9% de la participation dans Suez.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 33,9 milliards d'euros, en baisse de -4,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2019. Cette diminution provient essentiellement des autres éléments du résultat global (- 3,0 milliard d'euros dont -2,1 milliards d'euros d'écarts de conversion principalement liés à la forte dépréciation du réal brésilien, -1,6 milliard d'euros de pertes et gains actuariels et -0,4 milliard d'euros de diminution de la quote-part nette d'impôt des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables) et du résultat net de la période (-0,9 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 27,1 milliards d'euros, en hausse de 2,0 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2019. Cette augmentation provient principalement des pertes actuarielles sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (+1,5 milliard d'euros) en raison de la baisse des taux d'actualisation sur la période (*cf. Note 20)*.

Les actifs et passifs classés sur les lignes «**Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente**» et «**Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente**» se composent principalement au 31 décembre 2020 d'actifs dans les énergies renouvelables en Inde et au Mexique ainsi que de la participation du Groupe dans la société EV Charged BV (EVBox).

6 COMPTES SOCIAUX

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2020, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 19 272 millions d'euros, en croissance par rapport à 2019 (17 282 millions d'euros), aussi bien sur le marché du gaz que celui de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à 1 640 millions d'euros au 31 décembre 2020, en dégradation de 709 millions d'euros par rapport à l'exercice 2019 où il était de -931 millions d'euros. La marge énergie s'apprécie de 205 millions d'euros.

Le résultat financier est de 1 440 millions d'euros, en hausse de 248 millions d'euros par rapport à 2019 en raison d'une augmentation des dividendes reçus et d'une baisse du coût de la dette.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, négatif de - 4 260 millions d'euros, principalement constitué des variations de valeurs des titres de participation dont - 5 186 millions d'euros de dépréciation des titres Electrabel compte tenu d'une hypothèse de non-prolongation des centrales nucléaires en Belgique et d'un effet change défavorable.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 532 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 377 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 461 millions d'euros.

Le résultat net ressort à -3 928 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 30 702 millions d'euros contre 34 594 millions d'euros à fin 2019, soit une diminution de 3 892 millions d'euros liée à la perte de l'exercice 2020 (-3 928 millions d'euros), aucun paiement de dividendes n'ayant impacté l'exercice écoulé.

Au 31 décembre 2020, les dettes financières ressortent à 38 158 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 11 615 millions d'euros (dont 8 135 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D441-4 du Code de Commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés à l'article D.441-4 du Code de Commerce

	Article D. 441 I.- 1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
En millions d'euros	**0 jour (indicatif)**	**1 à 30 jours**	**31 à 60 jours**	**61 à 90 jours**	**91 jours et plus**	**Total (1 jour et plus)**	**0 jour (indicatif)**	**1 à 30 jours**	**31 à 60 jours**	**61 à 90 jours**	**91 jours et plus**	**Total (1 jour et plus)**
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					24 855	-					5 865 476
Montant total des factures concernées TTC	-	22,9	0,5	0,1	107,3	130,9	-	412,0	36,8	29,9	575,8	1 045,5
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,10%	0,00%	0,00%	0,46%	0,57%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice							-	1,81%	0,16%	0,13%	2,53%	4,64%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues			180						1 316			
Montant total des factures exclues			5,4						57,6			
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 443-1 du code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours					

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT 38
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL 39
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE 40
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES 42
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE 44

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
CHIFFRE D'AFFAIRES	**6.2 & 7**	**55 751**	**60 058**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(34 967)	(39 404)
Charges de personnel	8.2	(11 759)	(11 478)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(4 778)	(4 393)
Impôts et taxes		(1 265)	(1 654)
Autres produits opérationnels		1 105	1 670
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**4 087**	**4 800**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	552	500
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**4 640**	**5 300**
Pertes de valeur	9.1	(3 551)	(1 770)
Restructurations	9.2	(343)	(218)
Effets de périmètre	9.3	1 640	1 604
Autres éléments non récurrents	9.4	(886)	(1 240)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**9**	**1 501**	**3 676**
Charges financières		(2 232)	(2 300)
Produits financiers		553	913
RÉSULTAT FINANCIER	**10**	**(1 678)**	**(1 387)**
Impôt sur les bénéfices	11	(715)	(640)
RÉSULTAT NET		**(893)**	**1 649**
Résultat net part du Groupe		**(1 536)**	**984**
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		**644**	**664**
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**12**	**(0,71)**	**0,34**
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**12**	**(0,71)**	**0,34**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
RÉSULTAT NET		**(893)**	**1 649**
Instruments de dette	16.1	(46)	48
Couverture d'investissement net	17	128	29
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	17	(249)	(229)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	17	872	(744)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(137)	240
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(387)	(250)
Écarts de conversion		(2 098)	(45)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**(1 916)**	**(953)**
Instruments de capitaux propres	16.1	43	103
Pertes et gains actuariels		(1 569)	(1 128)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		377	255
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		75	(31)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**(1 073)**	**(801)**
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		**(2 990)**	**(1 754)**
RÉSULTAT GLOBAL		**(3 882)**	**(105)**
Dont quote-part du Groupe		*(4 046)*	*(660)*
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle		*163*	*555*

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Actifs non courants			
Goodwill	13	15 943	18 665
Immobilisations incorporelles nettes	14	7 196	7 038
Immobilisations corporelles nettes	15	49 889	51 958
Autres actifs financiers	16	9 009	7 022
Instruments financiers dérivés	16	2 996	4 137
Actifs de contrats	7	26	15
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	6 760	9 216
Autres actifs non courants	24	396	384
Actifs d'impôt différés	11	880	860
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**93 095**	**99 297**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	16	2 583	2 546
Instruments financiers dérivés	16	8 069	10 134
Créances commerciales et autres débiteurs	7	14 295	15 180
Actifs de contrats	7	7 738	7 816
Stocks	24	4 140	3 617
Autres actifs courants	24	8 990	10 216
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16	12 980	10 519
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	1 292	468
TOTAL ACTIFS COURANTS		**60 087**	**60 496**
TOTAL ACTIF		**153 182**	**159 793**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

PASSIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Capitaux propres part du Groupe		28 945	33 087
Participations ne donnant pas le contrôle	2	4 911	4 950
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**18**	**33 856**	**38 037**
Passifs non courants			
Provisions	19	24 876	22 817
Emprunts à long terme	16	30 092	30 002
Instruments financiers dérivés	16	3 789	5 129
Autres passifs financiers	16	77	38
Passifs de contrats	7	39	45
Autres passifs non courants	24	2 004	1 222
Passifs d'impôt différés	11	4 416	4 631
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**65 293**	**63 882**
Passifs courants			
Provisions	19	2 197	2 298
Emprunts à court terme	16	7 846	8 543
Instruments financiers dérivés	16	9 336	10 446
Fournisseurs et autres créanciers	16	17 307	19 109
Passifs de contrats	7	4 315	4 286
Autres passifs courants	24	12 545	13 101
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	488	92
TOTAL PASSIFS COURANTS		**54 034**	**57 874**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**153 182**	**159 793**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2018 [1]	**2 435**	**32 565**	**(590)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 551**	**5 391**	**40 941**
Changements normatifs [2]	-	-	(7)	-	-	-	-	(7)	(4)	(11)
CAPITAUX PROPRES AU 1er JANVIER 2019	**2 435**	**32 565**	**(597)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 544**	**5 386**	**40 930**
Résultat net			984					984	664	1 649
Autres éléments du résultat global			(735)		(942)	32		(1 645)	(109)	(1 754)
RÉSULTAT GLOBAL			**250**	**-**	**(942)**	**32**	**-**	**(660)**	**555**	**(105)**
Rémunération sur base d'actions	-	-	50					50	-	50
Dividendes distribués en numéraire [3]		(1 096)	(738)					(1 833)	(453)	(2 286)
Achat/vente d'actions propres			(157)				157	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [3]			(172)	163				(9)		(9)
Transactions entre actionnaires			36					36	4	40
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle [4]			-					-	(515)	(515)
Augmentations et réductions de capital								-	(28)	(28)
Changements normatifs [5]			(35)					(35)		(35)
Autres variations			(6)	-	-			(6)	1	(5)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2019	**2 435**	**31 470**	**(1 369)**	**3 913**	**(1 961)**	**(1 098)**	**(303)**	**33 087**	**4 950**	**38 037**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2019).

(2) Changements normatifs liés à l'impact de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2019).

(3) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 «Eléments sur capitaux propres» des états financiers consolidés au 31 décembre 2019.

(4) Concerne essentiellement la déconsolidation de Glow suite à sa cession (cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019» des états financiers consolidés au 31 décembre 2019).

(5) Changements normatifs lié à l'application de la norme IFRIC23 chez Suez.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 435**	**31 470**	**(1 369)**	**3 913**	**(1 961)**	**(1 098)**	**(303)**	**33 087**	**4 950**	**38 037**
Résultat net			(1 536)	-	-	-		(1 536)	644	(893)
Autres éléments du résultat global			(999)	-	242	(1 752)		(2 509)	(480)	(2 990)
RÉSULTAT GLOBAL			**(2 535)**	**-**	**242**	**(1 752)**		**(4 046)**	**163**	**(3 882)**
Rémunération sur base d'actions			52					52	2	54
Dividendes distribués en numéraire [(1)]		-	-					-	(425)	(425)
Achat/vente d'actions propres			(52)	-	-	-	52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée[(2)]			(193)					(193)		(193)
Transactions entre actionnaires			25					25	35	59
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle								-	7	7
Augmentations et réductions de capital								-	178	178
Autres variations		(178)	199					21	1	21
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2020	**2 435**	**31 291**	**(3 874)**	**3 913**	**(1 719)**	**(2 850)**	**(251)**	**28 945**	**4 911**	**33 856**

(1) L'Assemblée Générale du 14 mai 2020 a approuvé la résolution relative à l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 proposée par le Groupe dans le contexte actuel de la crise du COVID-19 (cf. Note 17.3 «Risque de liquidité»).

(2) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 «Eléments sur capitaux propres».

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
RÉSULTAT NET		**(893)**	**1 649**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(552)	(500)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		740	773
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		8 760	7 083
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 573)	(1 579)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(199)	426
- Autres éléments sans effet de trésorerie		111	(18)
- Charge d'impôt	11	715	640
- Résultat financier	10	1 678	1 387
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**8 788**	**9 863**
+ Impôt décaissé		(599)	(575)
Variation du besoin en fonds de roulement	**24.1**	**(600)**	**(1 110)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**7 589**	**8 178**
Investissements corporels et incorporels	14 & 15	(5 115)	(6 524)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4 & 16	(417)	(864)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 16	(1 067)	(1 746)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	16	(1 622)	(595)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	14 & 15	154	134
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	4 & 16	456	2 676
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 16	3 841	14
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	16	21	148
Intérêts reçus d'actifs financiers		21	28
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		57	67
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.6	(374)	(532)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(4 046)**	**(7 193)**
Dividendes payés [(1) (2)]		(622)	(2 522)
Remboursement de dettes financières		(6 179)	(3 035)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(608)	(135)
Intérêts financiers versés		(665)	(780)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		53	82
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		25	(114)
Augmentation des dettes financières		7 231	6 622
Augmentation/diminution de capital		181	107
Achat/vente de titres d'autocontrôle		-	-
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.6	23	(12)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(562)**	**212**
Effet des variations de change et divers		(520)	623
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**2 461**	**1 819**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		**10 519**	**8 700**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		**12 980**	**10 519**

(1) L'Assemblée Générale du 14 mai 2020 a approuvé la résolution relative à l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 proposée par le Groupe dans le contexte actuel de la crise du COVID-19 (cf. Note 17.3 «Risque de liquidité»).

(2) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 18 «Eléments sur capitaux propres).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS . 47
Note 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2020 53
Note 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE 59
Note 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE 69
Note 5 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE 72
Note 6 INFORMATION SECTORIELLE 76
Note 7 VENTES 84
Note 8 CHARGES OPÉRATIONNELLES 88
Note 9 AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES 90
Note 10 RÉSULTAT FINANCIER 93
Note 11 IMPÔTS 94
Note 12 RÉSULTAT PAR ACTION 98
Note 13 GOODWILL 99
Note 14 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES 108
Note 15 IMMOBILISATIONS CORPORELLES 112
Note 16 INSTRUMENTS FINANCIERS 116
Note 17 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS 136
Note 18 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES 157
Note 19 PROVISIONS 161
Note 20 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME 168
Note 21 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS 177
Note 22 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES 179
Note 23 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS 181
Note 24 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS 182
Note 25 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES 184
Note 26 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 190
Note 27 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX 191
Note 28 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES 192

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 25 février 2021, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2020.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement délégué (UE) n° 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2019 et 2020 et sont établies conformément au règlement (CE) n°1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2020, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne [(1)].

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2020 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2019 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2020

- Amendements IFRS 3 – *Regroupements d'entreprises :* définition d'une activité ;
- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers et IAS 8 – Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs. : définition du terme «significatif» ;
- Amendements IFRS 9 – Instruments Financiers ; IAS 39 – Instruments Financiers : comptabilisation et évaluation ; IFRS 7 – Instruments Financiers - Informations à fournir : réforme des taux d'intérêt de référence ;
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location :* allègements de loyers liés à la crise du COVID-19.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2021 et anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 9 – Instruments Financiers ; IAS 39 – Instruments Financiers : comptabilisation et évaluation ; IFRS 7 – Instruments Financiers - Informations à fournir ; IFRS 4 – Contrats d'assurance et IFRS 16 – Contrats de location : réforme des taux d'intérêt de référence (phase 2).

Ces amendements portant sur la réforme des taux d'intérêt de référence (*cf. Note 17*) n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2021 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers :* classification des passifs en courant et non courant [(1)].
- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles :* produits générés avant l'utilisation prévue [(1)].
- Amendements IAS 37 – *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels :* contrats déficitaires et coûts d'exécution des contrats [(1)].
- Amélioration annuelle des IFRS – Cycle 2018 - 2020 [(1)].
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance (*incluant amendements) [(1)].

Les analyses des incidences de l'application de ces normes, amendements et améliorations sont en cours.

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

(1) Ces normes et amendements n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1er janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1er janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les «Intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie» sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la crise du COVID-19, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et les tests de perte de valeur. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* (*cf. Note 13*), des immobilisations incorporelles (*cf. Note 14*) et des immobilisations corporelles (cf. Note 15) et, dans le contexte de la crise du COVID-19, la prise en compte des incertitudes relatives à l'estimation de ces valeurs recouvrables et la sensibilité de celles-ci aux changements possibles des hypothèses clés ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et, dans le contexte de la crise du COVID-19, la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment la détermination des flux de trésorerie futurs (*cf. Notes 16 et 17*) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (*cf. Notes 19 et 20*) ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (*cf. Note 4*) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients (*cf. Note 7*) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, dans le contexte de la crise du COVID-19, des révisions et des projections de résultat taxable (*cf.Note 11*).

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas de manière précise des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (*cf. Notes 2 et 3*) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (*cf. Note 7*) ;
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires des coûts d'acheminement facturés aux clients (*cf. Note 7*) ;

- la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (*cf. Note 16*) ;
- déterminer si des accords contiennent des contrats de location (*cf. Notes 15 et 16*).
- les regroupements de secteurs opérationnels à effectuer pour la présentation des secteurs reportables (*cf. Note 6*).

Dans le contexte de la crise du COVID-19, le Groupe a également exercé son jugement pour l'appréciation :

- de l'existence d'un événement déclencheur menant éventuellement à une perte de valeur sur *goodwill,* immobilisations corporelles ou incorporelles (*cf. Notes 9, 13, 14 et 15)* ;
- des pertes de crédit attendues, notamment pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres dans un contexte d'incertitude (*cf. Note 17*);
- des impacts sur les risques relatifs aux instruments financiers, notamment le risque de liquidité ainsi que l'évolution des marchés des taux d'intérêts, des matières premières et des taux de change (*cf. Note 17*) ;
- des conséquences en matière de couverture, notamment quant au maintien du caractère hautement probable de l'élément couvert (*cf. Note 17*);
- de l'application des droits et obligations exécutoires liés aux contrats clients, notamment en matière de probabilités d'encaissements futurs, ainsi que d'évaluation du chiffre d'affaires à l'avancement (*cf. Note 7*).

1.3.3 Incidences de la crise du COVID-19 sur la situation au 31 décembre 2020

Les impacts de la crise du COVID-19 sur la performance opérationnelle et financière du Groupe sont présentés dans le rapport d'activité.

Dans ce contexte de crise, le Groupe a été particulièrement attentif aux traitements dans les comptes des principaux enjeux et effets de la crise sanitaire pour lesquels les principes comptables IFRS utilisés lors des clôtures précédentes ont été appliqués selon un principe de permanence des méthodes, et ce plus particulièrement sur les sujets suivants :

- **Pertes de valeurs sur actifs non financiers**
  La dépréciation éventuelle des actifs non financiers, notamment les goodwill et les titres d'entités mises en équivalence, a été examinée et ce plus particulièrement pour les activités les plus impactées par la crise du COVID-19. Le Groupe a ainsi réalisé, conformément aux dispositions de la norme IAS 36 - Dépréciation d'actifs, un test de dépréciation sur les goodwill, ainsi que sur les autres actifs non financiers pour lesquels il existe des indicateurs de pertes de valeur potentielles (cf. Note 9.1 «Pertes de valeur» et Note 13 «Goodwill»).

- **Pertes de valeur sur actifs financiers : risque de contrepartie et pertes de crédit attendues**
  La crise du COVID-19 implique un risque de crédit potentiellement accru et peut donc affecter le montant à comptabiliser au titre des pertes de crédit attendues. Le Groupe a dès lors renforcé le suivi des encaissements et du risque de défaillance de ses contreparties (cf. Note 17 «Risques liés aux instruments financiers»).

- **Actifs et passifs financiers : évaluation à la juste valeur**
  La crise a entraîné une forte volatilité des marchés financiers, affectant ainsi les instruments détenus par le Groupe et évalués à la juste valeur. La juste valeur de ces instruments intègre les données qui reflètent la manière dont les acteurs de marché prendraient en compte les effets de la crise du COVID-19, notamment les incertitudes inhérentes à la situation créée par cette crise (cf. Note 16 «Instruments financiers»).

- **Risque de liquidité et de marché**
  Le risque de liquidité ainsi que l'évolution des marchés des taux d'intérêts, des matières premières et des taux de change ont été suivis attentivement et ont fait l'objet d'une information mise à jour sur la base des données disponibles au 31 décembre 2020 (cf. Note 17 «Risques liés aux instruments financiers»).

- **Actifs d'impôt différé**
  Les positions d'actifs d'impôt différé ont été revues afin de s'assurer de leur caractère recouvrable au travers des résultats taxables futurs. En outre, le Groupe a effectué un suivi des changements législatifs, des révisions des taux d'imposition ou des autres mesures fiscales prises en réponse à la crise (*cf. Note 11 «Impôts»*).

- **Provisions**
  Certaines activités ayant été plus impactées par la crise du COVID-19, le Groupe a passé en revue l'existence d'obligations actuelles devant donner lieu à la comptabilisation de provisions, notamment d'éventuelles provisions pour contrats déficitaires (*cf. Note 19 «Provisions»*).

- **Indicateurs de performance et classement des effets de la crise du COVID-19 au sein du compte de résultat**
  Le Groupe n'a pas procédé à un ajustement de ses indicateurs de performance, ni inclus de nouveaux indicateurs afin de décrire les impacts de la crise du COVID-19 (*cf. Note 5 «Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière»*). Les charges directement liées à cette crise sont toutes classées, selon leur nature, dans le résultat opérationnel courant conformément aux recommandations formulées à l'occasion de cette crise qui impacte avant tout le chiffre d'affaires et ce, indépendamment de la pratique du Groupe qui consiste à présenter en-dessous du résultat opérationnel courant les éléments à caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2020

Principes comptables

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l'entité ;
- l'investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influer sur ces rendements.

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2020

En application du règlement N° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres…), des coquilles juridiques, ou à des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs / Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (*cf. Note 16.1.1.1*) en tant que «Instruments de capitaux propres à la juste valeur».

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Energie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur secteur reportable respectif sous la dénomination de leur société d'origine suivie du signe (*).

France hors Infrastructures

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5

Infrastructures France

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	74,6	74,6
Elengy	Terminaux méthaniers	France	61,3	74,6
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	61,3	54,1
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0

Reste de l'Europe

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Service Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Engie Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0

Amérique Latine

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	52,8
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7

États-Unis & Canada

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2020	% d'intérêt 31 déc. 2019
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding - société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
Jupiter Projects	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	100,0
Conti Service LLC	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0

Moyen-Orient, Asie & Afrique

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2020	% d'intérêt 31 déc. 2019
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0
Cofely Besix	Systèmes, installations et maintenance	UAE	100,0	100,0

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2020	% d'intérêt 31 déc. 2019
ENGIE SA *	Holding - société mère, Energy management trading, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Holding	France	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4
Electrabel SA *	Holding, Production d'électricité, Energy management trading	France, Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Holding, Energy management trading	Italie	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Holding, Energy management trading	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	Holding, Energy management trading	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Energy Management *	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding	Holding	Suisse	100,0	100,0

2.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) : 74,6%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 24,8% du capital de GRTgaz, a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3ème Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la direction;
- relations contractuelles et transactions significatives.

Les principales entités consolidées en intégration globale dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote sont la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%) et Gaztransport & Technigaz (40,4%).

La Compagnie Nationale du Rhône («CNR» - France hors Infrastructures) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98% et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2% ; le solde, soit 16,82%, étant dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi «Murcef» selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

Gaztransport & Technigaz («GTT» - Autres) : 40,4%

Depuis la mise en bourse de GTT en février 2014, ENGIE est le premier actionnaire de GTT avec une participation de 40,4%; le flottant représentant environ 59% du capital. L'analyse au regard des critères de la norme IFRS 10 conduit le Groupe à considérer qu'il détient le contrôle de fait sur GTT : en effet, le Groupe détient la majorité des sièges au Conseil d'Administration et, en raison de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat, ENGIE considère disposer de la majorité relative des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales.

2.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

Noms	Activités	Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
En millions d'euros		31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	25,4	25,4	95	89	1 029	1 076	80	120
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité - parc thermique	40,0	47,2	67	54	716	926	24	52
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	49,0	49,0	49	47	563	533	10	14
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	144	177	411	520	87	94
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	29	36	368	393	20	22
Groupe ENGIE Jupiter (Amerique du Nord, Etats - Unis)	Production et ventes d'électricité	49,0	-	51	-	394	-	-	-
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (1)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	93	75	343	343	94	73
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				115	186	1 087	1 159	109	78
TOTAL				**644**	**664**	**4 911**	**4 950**	**425**	**453**

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

2.3.1 Informations financières résumées sur les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 275	2 275	1 107	1 180	1 545	1 436
Résultat net	343	274	142	103	100	95
Résultat net part du Groupe	247	236	75	49	51	49
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(91)	(77)	(88)	9	(10)	(13)
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	**157**	**159**	**(14)**	**59**	**41**	**36**
État de situation financière						
Actifs courants	826	689	498	546	520	613
Actifs non courants	10 167	10 403	2 677	2 707	843	809
Passifs courants	(1 044)	(1 016)	(252)	(322)	(156)	(277)
Passifs non courants	(6 113)	(6 097)	(1 146)	(1 025)	(67)	(65)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**3 836**	**3 979**	**1 776**	**1 907**	**1 140**	**1 080**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 029**	**1 076**	**716**	**926**	**563**	**533**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 082	967	308	467	181	71
Flux issus des activités d'investissement	(410)	(495)	(230)	(144)	(88)	(77)
Flux issus des activités de financement	(673)	(480)	(81)	(171)	(59)	(34)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**(1)**	**(8)**	**(2)**	**152**	**34**	**(40)**

(1) Hors effet des variations de change et divers.

	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz		Groupe ENGIE Jupiter (Amerique du Nord, Etats -Unis)	
En millions d'euros	31 déc.	31 déc.	31 déc.	31 déc.	31 déc.	31 déc.	31 déc.	31 déc.
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 065	2 207	424	479	395	289	20	3
Résultat net	550	623	76	94	156	126	(51)	82
Résultat net part du Groupe	405	446	47	58	63	51	(101)	82
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(687)	(93)	(53)	12	-	(1)	(74)	(1)
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	**(282)**	**353**	**(6)**	**70**	**63**	**51**	**(175)**	**81**
État de situation financière								
Actifs courants	1 262	1 533	267	295	326	343	314	81
Actifs non courants	4 627	5 792	1 550	1 714	428	452	2 663	534
Passifs courants	(859)	(1 345)	(149)	(177)	(140)	(174)	(287)	(42)
Passifs non courants	(3 434)	(3 757)	(703)	(802)	(39)	(46)	(1 358)	(293)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**1 596**	**2 224**	**965**	**1 029**	**575**	**575**	**1 332**	**279**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTROLE	**411**	**520**	**368**	**393**	**343**	**343**	**394**	**-**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	869	1 045	197	237	152	139	186	13
Flux issus des activités d'investissement	(758)	(1 136)	(17)	(22)	(21)	(10)	(151)	(30)
Flux issus des activités de financement	2	436	(171)	(199)	(158)	(122)	49	88
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**113**	**345**	**9**	**16**	**(27)**	**7**	**83**	**72**

(1) Hors effet des variations de change et divers.

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

Principes comptables

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	3 017	4 646
Participations dans les coentreprises	3 743	4 570
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**6 760**	**9 216**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	184	255
Quote-part du résultat net des coentreprises	369	245
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**552**	**500**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	(28)	(123)
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	(284)	(158)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**(312)**	**(281)**

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : représentation du Groupe aux organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

  Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités «projet» ou «mono-actif» car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) résiduelles ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

  Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Groupe SUEZ

Le Groupe a exercé une influence notable sur le groupe SUEZ jusqu'au 6 octobre 2020, date à laquelle le Groupe a cédé une participation de 29,9% dans la société SUEZ (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2020»*).

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie Saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Transportadora Associada de Gás S.A. («TAG» - Amérique Latine) : détention d'une participation - directe et indirecte - à hauteur de 65,0% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 54,8%

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget et du plan à moyen terme, les investissements, l'exploitation et la maintenance, etc., sont prises à une majorité nécessitant l'accord d'ENGIE et de la CDPQ. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des «autres faits et circonstances» fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS Interpretation Committee «IFRS IC» (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2020.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des entreprises associées», «Participations dans les entreprises associées», total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
En millions d'euros			31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Groupe SUEZ (Autres) (1)	Traitement de l'eau et des déchets			32,06		1 953		113		(37)		129
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweit) (2)	Centrales à gaz et usines de déssalement d'eau de mer				803	950	184	79	(60)	(96)	107	77
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	Centrale hydraulique	1688 MW	40,00		516		(6)		(11)		-	
Energia Sustentável do Brasil (Amérique Latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	475	659	(17)	(49)	-	-	-	-
GASAG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	239	233	12	16	15	(17)	16	9
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					984	852	9	96	27	27	145	61
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**3 017**	**4 646**	**184**	**255**	**(28)**	**(123)**	**268**	**277**

(1) Le 6 octobre 2020, le Groupe a cédé 29,9% de sa participation dans le groupe SUEZ (cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2020»). Suite à cette cession la participation résiduelle du Groupe dans le groupe Suez est présentée en instruments de capitaux propres.

(2) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 27 494 MW (à 100%).

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de «Power and water purchase agreement» sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans.

Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IFRS 16, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droit de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -131 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre -79 millions d'euros en 2019) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts *(cf. Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»)*.

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE», les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2020											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 082	769	(255)	514	2 885	18 321	3 925	14 338	2 944		803
Energia Sustentável do Brasil	454	(41)	-	(41)	153	2 897	1 863	(2)	1 189	40,00	475
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	(14)	(26)	(41)	37	2 202	16	934	1 289	40,00	516
GASAG	1 205	40	47	87	921	1 944	1 872	234	758	31,57	239
AU 31 DÉCEMBRE 2019											
Groupe SUEZ [1]	18 015	352	(58)	294	11 481	24 153	12 098	14 248	9 288	32,06	1 953
Sociétés projets au Moyen-Orient	3 778	390	(409)	(19)	2 851	21 053	3 543	16 644	3 717		950
Energia Sustentável do Brasil	578	(123)	-	(123)	204	4 137	304	2 388	1 648	40,00	659
GASAG	1 251	51	(54)	(2)	850	1 847	1 757	203	736	31,57	233

(1) Le groupe SUEZ est cédé le 6 octobre 2020 à VEOLIA.

3.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2020.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	(1)	178	(1)	33	114	2	-
Contassur [1]	-	-	-	187	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	109	-	-	-	-	8	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	3	-	1	120	-	-
Autres	-	24	16	27	180	12	32
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**108**	**205**	**15**	**248**	**416**	**21**	**32**

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'«Autres actifs» dans l'état de la situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 187 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 161 millions d'euros au 31 décembre 2019.

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises significatives et des coentreprises individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des coentreprises», «Participations dans les coentreprises», total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
En millions d'euros			31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Amérique Latine, Brésil)	Réseau de transport de gaz		65,00	58,50	803	1 364	177	44	(233)	(71)	231	159
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	702	740	52	42	-	-	27	24
EcoÉlectrica (États-Unis & Canada, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	530 MW	50,00	50,00	329	395	35	25	-	-	70	59
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Reste de l'Europe, Portugal)	Production d'électricité	2 918 MW	50,00	50,00	278	312	34	39	-	(2)	69	50
WSW Energie und Wasser AG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Production et distribution d'électricité	142 MW	33,10	33,10	206	207	6	(4)	-	-	7	4
Iowa University partnership (États-Unis & Canada)	Services à l'énergie		33,10	-	190		2		(1)		-	
Tihama Power Generation Co (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	93	108	19	32	(4)	(5)	21	86
Ohio State Energy Partners (États-Unis & Canada)	Services à l'énergie		50,00	50,00	76	114	6	2	(24)	(10)	12	9
Megal GmbH (Infrastructures France, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	71	79	2	2	-	-	10	14
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique Latine, Chili)	Ligne de transmission d'électrité		50,00	50,00	67	80	5	7	(13)	(10)	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					929	1 171	32	55	(9)	(61)	15	35
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**3 743**	**4 570**	**369**	**245**	**(284)**	**(158)**	**461**	**439**

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -6 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre -14 millions d'euros en 2019). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts *(cf. Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»)*.

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau

d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE» de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortis-sements des immobi-lisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2020							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 018	(260)	(245)	(99)	272	(346)	(74)
National Central Cooling Company «Tabreed»	417	(46)	(38)	-	130	-	130
EcoÉlectrica	274	(42)	-	(2)	70	-	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	307	(65)	(25)	(30)	79	(1)	78
WSW Energie und Wasser AG	703	(13)	(2)	(14)	18	1	19
Iowa University partnership	24		(17)		5	(3)	3
Tihama Power Generation Co	113	(5)	(16)	(6)	31	(6)	25
Ohio State Energy Partners	165	-	(43)	-	12	(49)	(37)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	2	3	-	3
Transmisora Eléctrica del Norte	65	-	(26)	(4)	10	(27)	(18)
AU 31 DÉCEMBRE 2019							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	655	(191)	(191)	(52)	88	(121)	(34)
National Central Cooling Company «Tabreed»	370	(41)	(44)	-	105	-	105
EcoÉlectrica	308	(69)	-	(2)	50	-	50
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	426	(67)	(29)	(36)	93	(7)	86
WSW Energie und Wasser AG	729	(12)	(2)	6	(11)	-	(11)
Tihama Power Generation Co	42	(5)	(23)	(8)	54	(8)	46
Ohio State Energy Partners	121	-	(44)	-	4	(20)	(15)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	3	4	-	4
Transmisora Eléctrica del Norte	76	-	(30)	(5)	15	(21)	(6)

Informations sur l'état de la situation financière

En millions d'euros	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2020										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	69	277	5 737	514	88	3 524	720	1 235	58,50	803
National Central Cooling Company «Tabreed»	87	131	2 408	-	169	702	-	1 754	40,00	702
EcoÉlectrica	26	60	598	(6)	17	-	16	657	50,00	329
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	203	601	891	174	160	635	76	650	50,00	278
WSW Energie und Wasser AG	14	51	812	40	55	87	90	606	33,10	206
Iowa University partnership	5	7	960	1	4	492	3	473	39,10	185
Tihama Power Generation Co	61	129	333	67	45	246	10	155	60,00	93
Ohio State Energy Partners	8	56	1 074	341	20	575	49	153	50,00	76
Megal GmbH	1	5	730	230	43	262	56	145	49,00	71
Transmisora Eléctrica del Norte	42	28	698	28	4	602	-	133	50,00	67
AU 31 DÉCEMBRE 2019										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	86	329	7 844	595	86	4 616	629	2 331	58,50	1 364
National Central Cooling Company «Tabreed»	-	143	2 671	13	184	765	-	1 851	40,00	740
EcoÉlectrica	34	97	701	(7)	29	-	21	789	50,00	395
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	232	635	1 039	176	139	770	92	728	50,00	312
WSW Energie und Wasser AG	19	59	805	37	54	94	92	606	33,10	207
Tihama Power Generation Co	56	124	432	69	26	325	13	179	60,00	108
Ohio State Energy Partners	19	1 055	89	343	25	522	43	229	50,00	114
Megal GmbH	6	2	729	210	41	262	62	162	49,00	79
Transmisora Eléctrica del Norte	43	34	774	42	4	645	-	160	50,00	80

3.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2020.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoÉlectrica	-	48	-	-	-	-	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	-	-	-	1	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	-	8	-	1	-	1	-
Megal GmbH	65	-	-	-	51	-	-
Futures Energies Investissements Holding	8	18	4	9	208	3	-
Ocean Winds	-	-	4	-	398	-	-
Autres	25	152	16	30	227	3	34
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**98**	**227**	**24**	**41**	**884**	**7**	**34**

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

3.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 114 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 113 millions d'euros au 31 décembre 2019). Cette diminution résulte (i) de produits non comptabilisés au compte de résultat sur l'exercice s'élevant à 0,2 millions d'euros et (ii) de mouvements sur les autres éléments du résultat global pour le solde.

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de commodités («Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées dans le secteur reportable Moyen-Orient, Afrique & Asie dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2020, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent :

- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 398 millions de real brésilien (690 millions d'euros).

  Au 31 décembre 2020, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 10 680 millions de real brésilien (1 675 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;

- TAG pour un montant de 172 millions d'euros au titre des garanties de bonne fin de construction et autres.

- Les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 851 millions d'euros.

  Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent pour l'essentiel :

- des engagements de mise de fonds (capital/dette subordonnée) à hauteur de 89 millions d'euros. Ces engagements ne concernent que des sociétés portant des projets en phase de construction,
- des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 198 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,
- des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 244 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 320 millions d'euros.

NOTE 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 5 - *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

4.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2020

4.1.1 Incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO [(1)], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une partie de la participation dans la société SUEZ - France	3 348	3 348
Cession de la participation dans les sociétés Astoria - États-Unis	375	375
Autres opérations de cession individuellement non significatives	425	423
TOTAL	**4 148**	**4 146**

Les cessions complémentaires en cours de finalisation au 31 décembre 2020 sont présentées dans la Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés», et les autres revues stratégiques significatives en cours en Note 4.3 «Autres opérations envisagées».

4.1.2 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ SA

Le 5 octobre 2020, le Groupe a accepté l'offre du groupe VEOLIA pour l'acquisition d'une participation de 29,9% dans la société SUEZ SA. A l'issue de la transaction, finalisée le 6 octobre 2020, le Groupe détient toujours une participation non consolidée de 1,8% dans cette société.

Cette transaction s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 3 348 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts, conjugué à la revalorisation de la participation conservée, s'établit à 1 735 millions d'euros au 31 décembre 2020.

(1) Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés.

4.1.3 Cession des participations d'ENGIE dans les sociétés Astoria 1 et 2 (États-Unis)

Le 18 juin 2020, le Groupe a finalisé la cession de ses participations respectives de 44,8% et de 27,5% dans les centrales à gaz d'Astoria 1 et Astoria 2 à un consortium.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 375 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 95 millions d'euros au 31 décembre 2020.

4.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2020, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 1 292 et 488 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	992	378
Autres actifs	299	90
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**1 292**	**468**
Dettes financières	297	26
Autres passifs	190	65
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**488**	**92**

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2019 relatifs à des actifs de production de gaz vert en exploitation en France ont été cédés au cours de l'exercice 2020 (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2020*»).

Le poste «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2020 se rapporte à des actifs dans les énergies renouvelables en Inde et au Mexique (dont la vente est hautement probable mais demeure conditionnée à l'obtention de diverses approbations), ainsi qu'à la participation du Groupe dans la société EV Charged BV (EVBox) dont le projet de cession de la majorité des parts a été annoncé en décembre 2020. La finalisation de ces transactions est attendue courant 2021. Compte tenu des résultats de cession attendus, aucun ajustement de valeur significatif n'a été comptabilisé.

4.3 Autres opérations envisagées

Le Groupe a annoncé, le 31 juillet 2020, une augmentation significative de son programme de rotation d'actifs qui, à moyen terme, pourrait conduire à plus que doubler l'objectif d'environ 4 milliards d'euros annoncé précédemment.

Dans ce cadre le Groupe a entamé une revue stratégique des activités de Solutions Clients afin de maximiser leur valeur et de renforcer leur position de leader, et ainsi de saisir les futures opportunités de croissance grâce à un périmètre cohérent et une organisation adaptée, en tenant compte de trois critères principaux : le *business model*, la nature de l'activité et le potentiel de développement dans chaque zone géographique. Le résultat de cette revue stratégique se traduira par : (i) la conservation des activités de Solutions Clients axées sur la production d'énergie à faible émission de CO_2, les infrastructures énergétiques et les services associés fournissant des solutions sophistiquées, intégrées et à grande échelle, aux villes, communautés et industries et (ii) pour les autres activités de Solutions Clients, la création d'une nouvelle entité leader dans les activités *asset-light* et leurs services associés ayant pour vocation d'être indépendante d'ENGIE à terme. Cette entité sera axée sur deux *business models* - les projets de conception / construction et les services récurrents d'exploitation / maintenance.

Le 13 novembre 2020, ENGIE a également annoncé entamer une revue stratégique de sa participation dans GTT, dont il détient 40,4 % du capital. ENGIE envisagera de vendre tout ou partie de cette participation soit par le biais d'un processus de vente formel à un tiers soit par une vente sur les marchés.

Compte tenu de l'état d'avancement de ces revues stratégiques au 31 décembre 2020, les conditions pour un classement des actifs concernés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» ne sont pas réunies.

4.4 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2020

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2020 a eu une incidence de 2,5 milliards d'euros sur l'endettement financier net, dont principalement :

- ENGIE et Meridiam, son partenaire à parts égales, ont finalisé la transaction leur permettant d'exploiter durant 50 ans une concession consentie par l'Université de l'Iowa en matière d'efficacité énergétique, de gestion de l'eau et plus globalement de durabilité. La société, dont le contrôle est partagé entre les partenaires, a également émis des actions de préférence détenues par Hannon Armstrong. ENGIE comptabilise sa participation par mise en équivalence. L'impact de cette transaction sur la dette nette du groupe s'est élevé à environ 204 millions d'euros.
- ENGIE et son partenaire, la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ), ont finalisé l'acquisition des 10% de participation restants dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) auparavant détenus par la société PETROBRAS. Grâce à cette acquisition, la participation totale d'ENGIE dans TAG est portée à 65% (dont la moitié est détenue par ENGIE Brasil Energia) tandis que CDPQ détient les 35% restants. À l'issue de cette transaction, ENGIE conserve un contrôle conjoint avec CDPQ sur cette participation qui reste comptabilisée par la méthode de mise en équivalence. L'impact de cette transaction sur la dette nette du groupe s'est élevé à environ 112 millions d'euros.
- Par ailleurs, le Groupe et ses partenaires de consortium, Crédit Agricole Assurances et Mirova (une filiale de Natixis Investment Managers), ont finalisé l'acquisition auprès d'EDP du deuxième plus grand portefeuille hydroélectrique du Portugal. ENGIE détient 40% du consortium, tandis que Crédit Agricole Assurances et Mirova, via des fonds gérés, en détiennent respectivement 35% et 25%. L'impact de cette transaction sur la dette nette d'ENGIE s'est élevé à 652 millions d'euros. La participation est consolidée par mise en équivalence.

Diverses autres acquisitions et prises de participations – constituant le reste de l'impact de 2,5 milliards d'euros ont également été réalisées au cours de l'exercice 2020 – notamment les acquisitions des intérêts minoritaires du terminal méthanier Fos Cavaou en France, de la société Renvico en France et en Italie et d'une concession dans le transport d'électricité au Brésil.

NOTE 5 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

5.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 640**	**5 300**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(199)	426
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 648	4 497
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	50	51
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	137	93
EBITDA	**9 276**	**10 366**

5.2 Résultat opérationnel courant (ROC)

À compter du 1er janvier 2020, afin d'être cohérent avec les définitions de l'EBITDA et du Résultat net récurrent part du Groupe, et conformément aux principes comptables d'ENGIE, le Groupe a revu sa définition de l'indicateur de gestion de la performance Résultat opérationnel courant (ROC) en excluant de ce dernier la part non récurrente du résultat net des entités mises en équivalence.

La réconciliation entre l'ancienne et la nouvelle définition du Résultat opérationnel courant (ROC) au 31 décembre 2019 est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2019 publié	Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	31 déc. 2019 retraité
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**93**	**5 819**

La réconciliation entre Résultat opérationnel courant (ROC) et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 640**	**5 300**
(-) MtM sur instruments financiers à caracatère opérationnel	(199)	426
(-) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	137	93
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**4 578**	**5 819**

5.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**(1 536)**	**984**
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		644	664
RÉSULTAT NET		**(893)**	**1 649**
Rubriques du passage entre le «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «RAO»		**3 139**	**1 623**
Pertes de valeur	*9.1*	*3 551*	*1 770*
Restructurations	*9.2*	*343*	*218*
Effets de périmètre	*9.3*	*(1 640)*	*(1 604)*
Autres éléments non récurrents	*9.4*	*886*	*1 240*
Autres éléments retraités		**109**	**154**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*8.1*	*(199)*	*426*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*10*	*-*	*3*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*10*	*29*	*(6)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*10*	*158*	*223*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*10*	*69*	*(115)*
Autres effets impôts retraités		*(85)*	*(470)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*137*	*93*
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		**2 355**	**3 426**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		652	743
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**1 703**	**2 683**

5.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros			31 déc. 2020	31 déc. 2019
(+)		Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	57 085	58 996
(+)		Goodwill	15 943	18 665
	(-)	*Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power [1]*	*(7 472)*	*(7 650)*
(+)		Créances IFRIC 4, IFRS16 et IFRIC 12	1 827	1 737
(+)		Participations dans des entreprises mises en équivalence	6 760	9 216
	(-)	*Goodwill International Power [1]*	*(141)*	*(154)*
(+)		Créances commerciales et autres débiteurs	14 295	15 180
	(-)	*Appels de marge [1] [2]*	*(1 585)*	*(2 023)*
(+)		Stocks	4 140	3 617
(+)		Actifs de contrats	7 764	7 831
(+)		Autres actifs courants et non courants	9 386	10 601
(+)		Impôts différés	(3 536)	(3 771)
	(+)	*Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [1] [2]*	*(543)*	*(571)*
(-)		Provisions	(27 073)	(25 115)
	(+)	*Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [1]*	*4 553*	*3 507*
(-)		Fournisseurs et autres créanciers	(17 307)	(19 109)
	(+)	*Appels de marge [1] [2]*	*982*	*1 996*
(-)		Passifs de contrats	(4 354)	(4 330)
(-)		Autres passifs courants et non courants	(14 579)	(14 298)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS			**46 146**	**54 325**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Fournisseurs et autres créanciers» correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

5.5 Cash flow des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le *cash flow* des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 788	9 863
Impôt décaissé	(599)	(575)
Variation du besoin en fonds de roulement	(600)	(1 110)
Intérêts reçus d'actifs financiers	21	28
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	67
Intérêts financiers versés	(665)	(780)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	53	82
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	**7 054**	**7 574**

5.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et les rubriques de l'état des flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Investissements corporels et incorporels	5 115	6 524
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	417	864
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*60*	*229*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 067	1 746
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 622	595
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	374	532
(+) Autres	*(5)*	*8*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	312	12
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [(1)]	(1 276)	*(468)*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 687**	**10 042**

(1) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus (Cf. Note 24 « Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs »).

5.7 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
(+) Emprunts à long terme	16.2 & 16.3	30 092	30 002
(+) Emprunts à court terme	16.2 & 16.3	7 846	8 543
(+) Instruments financiers passifs	16.4	13 115	15 575
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(12 762)*	*(15 350)*
(-) Autres actifs financiers	16.1	(11 599)	(9 568)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		*4 710*	*4 870*
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*1 668*	*1 297*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*3 134*	*1 899*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	16.1	(12 980)	(10 519)
(-) Instruments financiers actifs	16.4	(11 065)	(14 272)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*10 299*	*13 443*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**22 458**	**25 919**

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
ENDETTEMENT FINANCIER NET	16	**22 458**	**25 919**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	19	7 948	7 611
Provisions pour démantèlement des installations	19	7 604	7 329
Provisions pour reconstitution de sites	19	238	237
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites	20	3 174	2 427
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(351)*	*(93)*
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement	20	(187)	(160)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages	20	5 732	5 001
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(3 602)*	*(3 080)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(2 061)	(1 635)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*947*	*759*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, instruments financiers dérivés associés et créance Electrabel envers EDF Belgium	16 & 24	(4 479)	(3 236)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**37 420**	**41 078**

NOTE 6 INFORMATION SECTORIELLE

Au 31 décembre 2020, ENGIE est organisé en vingt-cinq *Business Units* (BUs) ou secteurs opérationnels, constitués pour la plupart à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays, de façon décentralisée afin de rester au plus près des clients et de promouvoir l'esprit d'initiative.

Depuis 2019, le Groupe a également renforcé son organisation par quatre *Global Business Lines* (GBLs) : Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique, qui ont vocation à soutenir les équipes locales et la performance transverse en proposant une stratégie inter-BUs pour leur activité, en participant à la hiérarchisation de l'allocation des ressources entre les BUs, en identifiant et en pilotant les principaux programmes transversaux numériques et d'excellence, en identifiant et en mettant en place les partenariats mondiaux et en soutenant, mesurant et présentant la performance globale des activités. À ces GBLs Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique, s'ajoutent les activités de l'approvisionnement et du nucléaire pour constituer les six grandes familles d'activités du Groupe, ou *Business Lines* (BLs).

L'organisation matricielle du Groupe repose donc sur un axe primaire constitué des BUs et un axe secondaire constitué des BLs.

Conformément aux dispositions d'IFRS 8, ces secteurs opérationnels font l'objet de regroupements permettant au Groupe de présenter une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables. Ceux-ci sont inchangés au 31 décembre 2020 : France hors Infrastructures, Infrastructures France, Reste de l'Europe, Amérique Latine, États-Unis & Canada, Moyen-Orient, Asie & Afrique et Autres. Les données présentées au 31 décembre 2019 tiennent compte de changements mineurs engendrés par des réorganisations internes (réallocation d'ENGIE Impact et des projets d'éoliennes en mer vers le secteur autres).

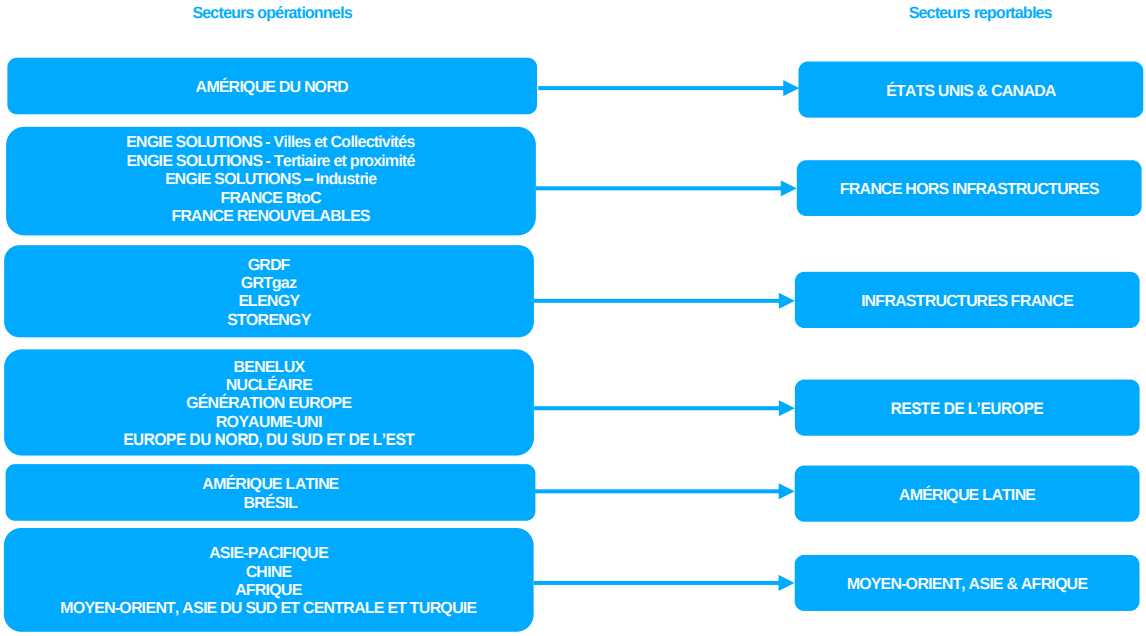
La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

6.1 Information par secteurs reportables

6.1.1 Définition des secteurs reportables

Chacune des BUs du Groupe correspond à un «secteur opérationnel» dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8. Le Groupe a procédé à des regroupements des 25 BUs et présente une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables reflétant les zones géographiques de l'activité du Groupe :

- un secteur reportable correspondant à un secteur opérationnel : États-Unis & Canada ;
- cinq secteurs reportables correspondant à des regroupements de secteurs opérationnels ;



- Par ailleurs l'ensemble «Autres» qui comprend les activités holdings et *corporate* ainsi que les secteurs opérationnels ne pouvant être regroupés (Global Energy Management, Tractebel, GTT, Hydrogène ainsi que l'activité de commercialisation aux Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA) du fait de la spécificité de leurs métiers et de leurs marchés ou de leur profil de risque particulier.

Pour effectuer ces analyses et aboutir aux regroupements de secteurs opérationnels présentés ci-avant, le Groupe a exercé son jugement afin de déterminer si deux ou plusieurs secteurs opérationnels pouvaient être regroupés au sein d'un même secteur reportable. Les principaux paramètres qui ont été examinés afin d'apprécier la similitude des caractéristiques économiques sont les suivants :

- nature des activités et services ;
- environnement réglementaire ;
- environnements économiques dans lesquels opèrent les activités concernées (maturité du marché, perspectives de croissance, risques politiques...) ;
- profils de risques des activités ;
- positionnement de ces activités dans la stratégie et le business model du Groupe.

Les jugements exercés par le Groupe qui ont conduit à effectuer ces regroupements sont les suivants :

- les secteurs opérationnels ENGIE Solutions (décliné en 3 segments de clientèle : Villes et Collectivités, Tertiaire et proximité et Industrie), France BtoC et France Énergie Renouvelables, regroupent au sein du secteur reportable

France hors Infrastructures les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie (prestations de services, distribution et commercialisation directe de gaz et d'électricité aux clients BtoB, BtoT et BtoC), et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités non régulées et complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité combinés. Ces BUs opèrent par ailleurs dans l'environnement de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) ;

- les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Storengy et Elengy portant les activités d'infrastructures de gaz en France pour l'essentiel (distribution, transport, stockage et terminaux méthaniers) ont été regroupés dans le secteur reportable **Infrastructures France**, s'agissant d'activités régulées présentant des profils de risques et de marges similaires ;
- les secteurs opérationnels Benelux, Nucléaire, Génération Europe, Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable **Reste de l'Europe** car ces BUs, qui représentent l'ensemble des activités du Groupe dans le domaine de l'énergie en Europe hors de France, comprennent des mix d'activités similaires (production et fourniture d'énergie, services à l'énergie) évoluant dans des marchés de l'énergie matures et en phase de transformation dans le cadre de la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients ;
- les secteurs opérationnels Amérique Latine et Brésil ont été regroupés au sein du secteur reportable **Amérique Latine** car ces deux secteurs présentent des perspectives de croissance similaires, avec une part importante de leur chiffre d'affaires générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;
- les secteurs opérationnels Asie-Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable **Moyen-Orient, Asie & Afrique** car ces régions ont en commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles représentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie, et évoluent dans des marchés portés par la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients.

6.1.2 Description des secteurs reportables

- **France hors Infrastructures :** regroupe les activités de (i) les BUs ENGIE Solutions : services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures et qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux de chaud et froid), (ii) la BU France BtoC : commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels, (iii) la BU France Renouvelables : développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France.
- **Infrastructures France** : regroupe les BUs GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy, sociétés d'infrastructures françaises qui exploitent des réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel ainsi que des terminaux méthaniers, essentiellement en France ; elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- **Reste de l'Europe** : regroupe les activités de (i) la BU Nucléaire (production d'électricité à partir de centrales nucléaires), (ii) la BU Benelux (activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg : production d'électricité à partir de capacités de production renouvelables, commercialisation de gaz naturel et d'électricité et activités de services à l'énergie), (iii) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (iv) la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et du portefeuille de distribution, fourniture de services et de solutions énergétiques,…), ainsi que de (v) la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques associés, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).
- **Amérique Latine** : regroupe les activités de (i) la BU Brésil et (ii) la BU Amérique Latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou). Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité y compris d'origine renouvelable, les métiers de la chaîne du gaz (y compris infrastructures) et les services à l'énergie.
- **États-Unis & Canada** : comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie, et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, Canada et Porto Rico.

- **Moyen-Orient, Asie & Afrique** : regroupe les activités de (i) la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour et Indonésie), (ii) la BU Chine, (iii) la BU Afrique (principalement Maroc et Afrique du Sud) et (iv) la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- **Autres** : englobe les activités de (i) la BU GEM qui a pour mission de gérer et optimiser, pour le compte des BUs qui détiennent les actifs de production d'électricité, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures gazières) notamment sur le marché européen, de vendre de l'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et de proposer à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), (iii) la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié), (iv) la BU Hydrogène (conception de solutions énergétiques zéro carbone à base d'hydrogène renouvelable), ainsi que (v) les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, Entreprises et collectivités (E&C), ainsi que la contribution de l'entreprise associée SUEZ jusqu'à la cession de la participation d'ENGIE en octobre 2020.

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

- relations entre le secteur reportable «Infrastructures France» et les utilisateurs de ces infrastructures à savoir le secteur reportable «France hors Infrastructures» et «Autres» (GEM, E&C) : les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont facturées sur base de tarifs (ou revenus) régulés applicables à tous les utilisateurs. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de GRDF demeurent positionnés dans le secteur «Infrastructures France» ;
- relations entre le secteur reportable «Autres» (GEM) et les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe» : GEM gère les contrats d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe et vend la molécule de gaz à prix de marché aux entités commercialisatrices logées dans les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe». En ce qui concerne l'électricité, GEM gère et optimise le parc de production et les portefeuilles de vente pour le compte des entités porteuses d'actifs de production et prélève, au titre de ces prestations, un pourcentage de la marge énergie réalisée. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de production d'électricité (déduction faite de la rémunération prélevée par GEM) sont positionnés dans les secteurs portant les actifs de production («France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe») ;
- relations entre le secteur opérationnel «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Reste de l'Europe» et les entités commercialisatrices du secteur reportable «France hors Infrastructures» : une partie de la production des actifs thermiques de la BU «Génération Europe» est vendue auprès des entités commercialisatrices de ces secteurs sur base d'un prix de marché.

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

6.1.3 Indicateurs clés par secteur reportable

CHIFFRE D'AFFAIRES

	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	14 856	366	15 222	15 854	334	16 188
Infrastructures France	5 439	920	6 359	5 569	979	6 548
Total France	*20 295*	*1 286*	*21 580*	*21 423*	*1 313*	*22 736*
Reste de l'Europe	15 655	1 960	17 615	17 267	1 488	18 756
Amérique Latine	4 774	2	4 776	5 341	1	5 342
États-Unis & Canada	4 229	36	4 264	4 457	1	4 458
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 382	-	2 382	2 937	-	2 938
Autres	8 417	4 661	13 078	8 633	5 995	14 627
Élimination des transactions internes		(7 945)	(7 945)		(8 798)	(8 798)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**55 751**	**-**	**55 751**	**60 058**	**-**	**60 058**

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	1 391	1 673
Infrastructures France	3 290	3 539
Total France	4 680	5 212
Reste de l'Europe	1 750	1 757
Amérique Latine	2 014	2 221
États-Unis & Canada	245	269
Moyen-Orient, Asie & Afrique	600	725
Autres	(14)	182
TOTAL EBITDA	**9 276**	**10 366**

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	(769)	(761)
Infrastructures France	(1 681)	(1 581)
Total France	(2 450)	(2 343)
Reste de l'Europe	(1 097)	(1 041)
Amérique Latine	(471)	(523)
États-Unis & Canada	(121)	(112)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(81)	(102)
Autres	(428)	(377)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(4 648)**	**(4 497)**

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	10	18
Infrastructures France	3	3
Total France	13	21
Reste de l'Europe	128	62
Amérique Latine	165	8
États-Unis & Canada	85	60
Moyen-Orient, Asie & Afrique	326	246
Autres	(165)	103
Dont quote-part de résultat de SUEZ	*(148)*	*113*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**552**	**500**

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 184 millions d'euros et 369 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 255 millions d'euros et 245 millions d'euros au 31 décembre 2019).

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019 (1)
France hors Infrastructures	620	905
Infrastructures France	1 609	1 957
Total France	2 229	2 862
Reste de l'Europe	648	707
Amérique Latine	1 542	1 696
États-Unis & Canada	124	155
Moyen-Orient, Asie & Afrique	518	619
Autres	(483)	(221)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**4 578**	**5 819**

(1) Les données au 31 décembre 2019 ont été retraitées afin de tenir compte du changement de définition du ROC qui exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entités mises en équivalence (cf. Note 5.2 «Résultat opérationnel courant (ROC)»).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	7 326	7 157
Infrastructures France	19 891	20 172
Total France	27 218	27 329
Reste de l'Europe	(1 530)	1 805
Amérique Latine	9 494	11 462
États-Unis & Canada	3 500	3 550
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 818	3 636
Autres	4 647	6 542
Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ	-	*2 027*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 146**	**54 325**

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	734	1 019
Infrastructures France	1 763	1 745
Total France	2 496	2 764
Reste de l'Europe	2 298	1 433
Amérique Latine	1 514	2 499
États-Unis & Canada	455	1 351
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(470)	449
Autres	1 393	1 547
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 687**	**10 042**

6.2 Information par *Business Line*

6.2.1 Définition des Business Lines

- **Solutions Clients** : englobe (hors clients BtoC) les activités de prestations de services, unitaires ou regroupés, par exemple, *design*, conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance et *facility management* ainsi que les activités de gestion d'actifs, comme par exemple les réseaux de chaud et de froid, d'actifs de production d'énergie dédiés (énergie décentralisée - production livrée directement chez le client). Elle inclut également notre participation dans le groupe SUEZ, partiellement cédé le 6 octobre 2020 à VEOLIA (*cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»*).
- **Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité en Europe et Amérique Latine ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe, en Asie et sur le continent américain, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux

enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène, projets de géothermie, *energy as a service*…).

- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction et l'exploitation d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer, la géothermie et le biogaz principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.
- **Thermique** : regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz, le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.
- **Nucléaire** : englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.
- **Approvisionnement** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux, qu'ils soient professionnels ou particuliers. Elle regroupe également l'ensemble des activités de Services à destination des clients résidentiels.

Par ailleurs l'ensemble **Autres** regroupe les activités (i) de gestion et d'optimisation de l'énergie (ii) de la BU GTT, (iii) et des activités de *corporate* et de *holdings.*

6.2.2 Indicateurs clés par Business Line

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Solutions Clients	1 208	1 836
Infrastructures	3 850	4 026
Renouvelables	1 559	1 724
Thermique	1 646	1 763
Nucléaire	415	192
Approvisionnement	439	638
Autres	159	186
TOTAL EBITDA	**9 276**	**10 366**

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019(1)
Solutions Clients	459	1 082
Infrastructures	2 063	2 344
Renouvelables	1 070	1 195
Thermique	1 209	1 320
Nucléaire	(111)	(314)
Approvisionnement	112	345
Autres	(224)	(154)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**4 578**	**5 819**

(1) Les données au 31 décembre 2020 ont été retraitées afin de tenir compte du changement de définition du Roc qui exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entités mises en équivalence (cf. Note 5.2 «Résultat opérationnel courant (ROC)»).

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Solutions Clients	992	1 621
Infrastructures	2 502	3 446
Renouvelables	1 637	2 475
Thermique	187	517
Nucléaire	1 740	636
Approvisionnement	357	457
Autres	272	889
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 687**	**10 042**

6.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019 (1)	31 déc. 2020	31 déc. 2019 (1)
France	22 440	24 223	30 569	31 831
Belgique	5 185	5 894	(9 638)	(6 026)
Autres Union européenne	9 960	10 428	5 867	8 363
Autres pays d'Europe	4 420	5 192	2 847	490
Amérique du Nord	5 471	5 273	4 272	4 419
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 686	3 867	2 501	3 355
Amérique du Sud	4 201	4 759	8 918	10 920
Afrique	387	422	810	971
TOTAL	**55 751**	**60 058**	**46 146**	**54 325**

(1) Les données comparatives 2019 ont été reclassées suite à la ratification de l'accord de retrait actant la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne le 31 janvier 2020.

NOTE 7 VENTES

7.1 Chiffre d'affaires

Principes comptables

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**
  Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.
  Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite «en compteur» ;

- **Infrastructures gazières, électriques et autres énergies**
  Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.
  Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.
  Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.

- **Constructions, installations, exploitation et maintenance, «*facility management*» et autres services**
  Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.
  Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.
  Les prestations de «*facility management*» comprennent généralement la gestion et l'intégration d'un grand nombre de services de natures différentes, externalisés par un client. La rémunération du fournisseur est soit fixe, soit fonction du nombre d'heures ou d'un autre indicateur, sans faire la distinction par nature de services. Dès lors, le revenu est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés ou des heures prestées.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne «Autres» et comprend les revenus des locations et des concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2020
France hors Infrastructures	2 537	4 130	170	8 014	4	**14 856**
Infrastructures France	25	-	5 210	192	12	**5 439**
Total France	*2 563*	*4 131*	*5 380*	*8 206*	*16*	***20 295***
Reste de l'Europe	2 728	5 651	312	6 918	46	**15 655**
Amérique Latine	433	3 204	281	715	141	**4 774**
États-Unis & Canada	166	2 506	1	1 553	2	**4 229**
Moyen-Orient, Asie & Afrique	351	936	23	978	94	**2 382**
Autres	2 938	3 473	110	1 257	639	**8 417**
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**9 178**	**19 901**	**6 108**	**19 626**	**937**	**55 751**

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	3 207	4 160	144	8 338	5	**15 854**
Infrastructures France	64	1	5 265	218	22	**5 569**
Total France	*3 271*	*4 160*	*5 409*	*8 556*	*27*	***21 423***
Reste de l'Europe	3 147	6 403	331	7 321	66	**17 267**
Amérique Latine	559	3 840	351	457	134	**5 341**
États-Unis & Canada	465	2 734	2	1 254	3	**4 457**
Moyen-Orient, Asie & Afrique	446	1 293	44	1 053	101	**2 937**
Autres	3 464	3 303	106	1 141	619	**8 633**
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**11 351**	**21 732**	**6 244**	**19 781**	**949**	**60 058**

7.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

Principes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de service qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une approche matricielle de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 17 «Risques liés aux instruments financiers» en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Créances commerciales et autres débiteurs	14 295	15 180
Dont IFRS 15	*6 897*	*7 385*
Dont non-IFRS15	*7 398*	*7 795*
Actifs de contrats	7 764	7 831
Produits à recevoir et factures à établir	*6 754*	*6 783*
Gaz et électricité en compteur [(1)]	*1 010*	*1 048*

(1) Net des acomptes reçus.

Au 31 décembre 2020, les secteurs enregistrant le plus d'actifs de contrats sont la France hors Infrastructures (2 817 millions d'euros, principalement ENGIE Solutions et BtoC), le Reste de l'Europe (2 501 millions d'euros, principalement sur le Benelux, l'Allemagne et le Royaume-Uni) et Autres (1 086 millions d'euros, principalement sur la BU GEM).

	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	15 568	(1 273)	14 295	16 277	(1 097)	15 180
Actifs de contrats	7 784	(20)	7 764	7 848	(17)	7 831
TOTAL	**23 351**	**(1 292)**	**22 059**	**24 125**	**(1 114)**	**23 011**

Gaz et électricité en compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture, est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le «gaz en compteur» est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée

homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

L'«électricité en compteur» est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation elle se fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2020, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 3 079 millions d'euros (contre 3 275 millions d'euros au 31 décembre 2019).

7.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	39	4 315	4 354	45	4 286	4 330
Avances et acomptes reçus	*15*	*2 123*	*2 138*	*11*	*2 190*	*2 201*
Produits constatés d'avance	*25*	*2 192*	*2 217*	*34*	*2 096*	*2 129*

Au 31 décembre 2020, les secteurs enregistrant le plus de chiffre d'affaires constaté à l'avancement, liés à des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations sont la France hors Infrastructures (2 332 millions d'euros, principalement chez ENGIE Solutions et BtoC) et le Reste de l'Europe (1 455 millions d'euros principalement au Benelux et en Allemagne).

7.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2020 s'élève à 15 883 millions d'euros et concerne essentiellement les BUs Royaume-Uni (7 337millions d'euros) et ENGIE Solutions (5 250 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et Facility Management pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement. Les BUs Benelux, Tractebel Engineering et Europe du Nord, du sud et de l'Est ont également du chiffre d'affaires à percevoir dans les trois prochaines années sur des opérations de performance réalisées à l'avancement.

NOTE 8 CHARGES OPÉRATIONNELLES

Principes comptables

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
  - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage…),
  - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie.
- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme ou dont l'actif sous-jacent est de faible valeur), les charges de concessions… ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

8.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading (1)	(24 078)	(28 795)
Achats de services et autres (2)	(10 889)	(10 609)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(34 967)**	**(39 404)**

(1) Dont un produit net au 31 décembre 2020 de 199 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 426 millions d'euros au 31 décembre 2019).

(2) Dont 175 millions d'euros de charges de location – relatives à des contrats à court terme et contrats portant sur des actifs de faible valeur – comptabilisées au 31 décembre 2020 (contre 258 millions d'euros au 31 décembre 2019).

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Avantages à court terme		(11 191)	(10 933)
Paiements fondés sur des actions	21	(53)	(56)
Charges liées aux plans à prestations définies	20.3.4	(267)	(368)
Charges liées aux plans à cotisations définies	20.4	(248)	(121)
CHARGES DE PERSONNEL		**(11 759)**	**(11 478)**

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Dotations aux amortissements	14 & 15	(4 648)	(4 497)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(239)	(104)
Variation nette des provisions	19	110	208
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(4 778)**	**(4 393)**

Au 31 décembre 2020, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 995 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 655 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 9 AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Principes comptables

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- Les «Pertes de valeur» : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;

- Les «Restructurations» : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;

- Les «Effets de périmètre». Cette ligne regroupe :

  - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
  - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
  - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
  - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés - à l'exception des résultats dégagés dans le cadre des modèles «*Develop, Build, Share & Operate*» (DBSO) ou «*Develop, Share, Build & Operate*» (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrées en Résultat opérationnel courant.

- les «Autres éléments non récurrents» : cette ligne intègre les autres éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

9.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Pertes de valeur :			
Goodwill	13.1	(2 145)	(116)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	14 & 15	(1 257)	(1 735)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(237)	-
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		**(3 639)**	**(1 851)**
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		88	61
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	20
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR		**88**	**81**
TOTAL		**(3 551)**	**(1 770)**

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 s'élèvent à 3 551 millions d'euros. Elles concernent principalement le *goodwill* ainsi que les immobilisations corporelles et incorporelles. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2020 s'établit à 3 420 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.3.

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2020

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 s'élèvent à 3 551 millions d'euros et portent essentiellement sur les éléments suivants :

- ***Goodwill* de l'UGT Nucléaire** (2 145 millions d'euros) et **actifs nucléaires en Belgique** (715 millions d'euros)

  Le Groupe a considéré que les annonces faites par le Gouvernement belge durant l'automne 2020, conjuguées aux échanges intervenus depuis, ne permettaient plus de réunir les conditions nécessaires au maintien d'une hypothèse de prolongation de 20 ans, au-delà de 2025, de la moitié de son parc d'unités de seconde génération.

  Les pertes de valeur constatées sur l'exercice tiennent compte de ce changement majeur d'hypothèse industrielle, du niveau des prix *forward* observés sur le second semestre 2020 ainsi que de la mise à jour du scénario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique.

- **Autres pertes de valeur**

  Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe portent principalement sur :

  - un investissement dans un actif de production gazière en Algérie (123 millions d'euros) ;
  - des actifs de production d'électricité d'origine thermique au Moyen-Orient (115 millions d'euros) ;
  - d'autres actifs de production thermique ou renouvelable au Mexique (70 millions d'euros), en Amérique du Nord (69 millions d'euros) et au Brésil (64 millions d'euros).

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2019

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2019 s'élevaient à 1 770 millions d'euros et concernaient principalement :

- Les unités nucléaires belges non prolongeables (1 023 millions d'euros) suite à la révision triennale des provisions nucléaires et l'augmentation consécutive de la valeur comptables des actifs de démantèlement liés, dans un contexte de tassement des prix ;
- d'autres pertes de valeur relatives à des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine (165 millions d'euros) et au Moyen-Orient (135 millions d'euros), l'actif incorporel de la valorisation du portefeuille clients BtoC France (111 millions d'euros) ainsi que l'ajustement de valeur de plusieurs centrales charbon en Allemagne et aux Pays-Bas dans le contexte de leur cession (148 millions d'euros)

Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2019 s'établissait à 1 579 millions d'euros.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 343 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 218 millions d'euros au 31 décembre 2019) comprennent essentiellement en 2020 et 2019 des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites et divers autres coûts de restructurations.

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2020, les effets de périmètre s'élèvent à 1 640 millions d'euros et comprennent principalement (i) un résultat de 1 735 millions d'euros relatif à la cession de la plus grande partie de la participation d'ENGIE dans la société

SUEZ, (ii) un résultat de 95 millions d'euros relatif à la cession des participations du Groupe dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis, partiellement compensés par (iii) 62 millions d'euros de perte encourue dans le cadre de la cession de la société Multitech au Canada et (iv) 51 millions d'euros de variation négative de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018.

Au 31 décembre 2019, les effets de périmètre s'élevaient à 1 604 millions d'euros et comprenaient principalement un résultat de 1 580 millions d'euros relatif à la cession de Glow dont 143 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global.

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2020, d'un montant total de -886 millions d'euros, comprennent essentiellement outre les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels, les effets de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode de gestion en *trading* initié par la BU GEM en 2017 :

Le cadre de gestion des positions gaz du Groupe en Europe avait évolué en 2017 sur la plus grande partie des contrats long terme gérés par la BU GEM, d'une gestion en portefeuille vers une gestion individuelle des positions face au marché. En 2020, ENGIE a décidé d'étendre ce modèle de gestion en *trading* au reste du périmètre gaz, tirant ainsi les conséquences d'évolutions contractuelles et d'un accroissement attendu des volumes disponibles sur cette zone désormais concernée par le business model trading. La mise en place du nouveau mode de gestion, sur ce périmètre étendu, est rendue possible grâce au déploiement d'outils permettant une meilleure représentation économique des positions. Une nouvelle organisation a ainsi été mise en place en ce sens en décembre 2020.

Ce changement de cadre de gestion conduit dès lors le Groupe à étendre la comptabilité de juste valeur aux actifs concernés, induisant un impact comptable initial de mise en juste valeur s'élevant à -726 millions d'euros. À compter de cette date, les résultats du Groupe intègrent les pertes et gains relatifs à ces positions, réalisés et latents, au sein de la marge nette de *trading* présentée en chiffre d'affaires et en résultat opérationnel courant.

Au 31 décembre 2019, les autres éléments non récurrents d'un montant total de -1 240 millions d'euros comprenaient essentiellement l'impact non récurent de la révision des provisions nucléaires (aval du cycle) et autres charges diverses pour -1 166 millions d'euros.

NOTE 10 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2020	Charges	Produits	31 déc. 2019
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	*(901)*	*-*	*(901)*	*(894)*	*-*	*(894)*
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	*(21)*	*-*	*(21)*	*-*	*30*	*30*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*-*	*-*	*-*	*(3)*	*-*	*(3)*
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	*-*	*47*	*47*	*-*	*84*	*84*
Coûts d'emprunts capitalisés	*103*	*-*	*103*	*106*	*-*	*106*
Coût de la dette	**(819)**	**47**	**(772)**	**(790)**	**114**	**(676)**
Coût des dettes de location	**(47)**	**-**	**(47)**	**(48)**	**-**	**(48)**
Soultes décaissées lors du débouclage de swaps	*(44)*	*-*	*(44)*	*(62)*	*-*	*(62)*
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	*-*	*31*	*31*	*-*	*62*	*62*
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	*(16)*	*-*	*(16)*	*-*	*6*	*6*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	**(60)**	**31**	**(29)**	**(62)**	**68**	**6**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	*(89)*	*-*	*(89)*	*(121)*	*-*	*(121)*
Désactualisation des autres provisions à long terme	*(614)*	*-*	*(614)*	*(566)*	*-*	*(566)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	*(158)*	*-*	*(158)*	*(223)*	*-*	*(223)*
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*(97)*	*73*	*(24)*	*(34)*	*212*	*179*
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	*-*	*178*	*178*	*-*	*169*	*169*
Autres	*(346)*	*225*	*(122)*	*(457)*	*350*	*(107)*
Autres produits et charges financiers	**(1 306)**	**475**	**(830)**	**(1 400)**	**731**	**(669)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 232)**	**553**	**(1 678)**	**(2 300)**	**913**	**(1 387)**

Le coût de la dette nette est en hausse par rapport au 31 décembre 2019 en raison de la baisse de la rémunération de la trésorerie et de résultat de change plus défavorable.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de -24 millions d'euros comprend principalement la variation de juste valeur négative des OPCVM détenus par Synatom pour -66 millions d'euros (*cf. Note 16.1.1.2 «Instruments de dette à la juste valeur»*).

En 2020, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'est élevé à 2,38% contre 2,70% au 31 décembre 2019.

NOTE 11 IMPÔTS

Principes comptables

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôt différé ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

11.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

11.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 715 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 640 millions d'euros en 2019). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Impôt exigible	(801)	(761)
Impôt différé	85	121
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(715)**	**(640)**

11.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Résultat net	**(893)**	**1 649**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	552	500
Impôt sur les bénéfices	(715)	(640)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**(730)**	**1 790**
Dont sociétés françaises intégrées	*1 559*	*285*
Dont sociétés étrangères intégrées	*(2 288)*	*1 505*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	32,0%	34,4%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	**234**	**(616)**
Eléments de passage entre le produit/(charge) d'impôt théorique et la charge d'impôt inscrite au compte de résultat		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	(183)	215
Différences permanentes (1)	(627)	(23)
Éléments taxés à taux réduit ou nul (2)	571	533
Compléments d'impôt (3)	(392)	(123)
Effet de la non reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles (4)	(638)	(867)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus (5)	266	212
Effet des changements de taux d'impôt (6)	(106)	(55)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt (7)	112	101
Autres (8)	47	(16)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(715)**	**(640)**

(1) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides.

(2) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation.

(3) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

(4) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.

(5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.

(6) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France, au Royaume-Uni pour 2020 et en France et au Luxembourg pour 2019.

(7) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt.

(8) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

Le Groupe a revu les positions nettes d'impôt différé sur base de projections de résultats fiscaux futurs, incluant les effets attendus de la crise du COVID-19 et les changements législatifs approuvés en 2020. Les effets ont été limités à quelques pays.

11.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôt différé du compte de résultat

	Impacts résultat	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(203)	572
Engagements de retraite et assimilés	(78)	28
Provisions non déductibles	222	(137)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	276	(93)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	488	(1 360)
Autres	(40)	(36)
TOTAL	**666**	**(1 028)**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	2	(239)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(437)	1 661
Autres	(146)	(273)
TOTAL	**(581)**	**1 149**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**85**	**121**

11.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global»

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Instruments de capitaux propres et de dettes	(10)	(2)
Écarts actuariels	399	256
Couverture d'investissement net	(27)	12
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(128)	218
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	17	10
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**253**	**494**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	116	81
TOTAL	**369**	**575**

11.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

11.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**860**	**(4 631)**	**(3 771)**
Effet du résultat de la période	666	(580)	85
Effet des autres éléments du résultat global	504	(245)	259
Effet de périmètre	(9)	(19)	(29)
Effet de change	(90)	213	122
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(39)	29	(10)
Autres effets	(723)	530	(193)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(288)	288	-
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**880**	**(4 416)**	**(3 536)**

11.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé)

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

	Position de clôture	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 771	2 118
Engagements de retraite	2 061	1 635
Provisions non déductibles	434	268
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	953	763
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	2 148	2 199
Autres	444	518
TOTAL	**7 810**	**7 502**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(8 531)	(8 953)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	(2 067)	(1 700)
Autres	(748)	(620)
TOTAL	**(11 346)**	**(11 273)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(3 536)**	**(3 772)**

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2020, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 061 millions d'euros (contre 3 836 millions d'euros au 31 décembre 2019). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu entièrement ou partiellement à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 823 millions d'euros en 2020 contre 929 millions d'euros en 2019.

NOTE 12 RÉSULTAT PAR ACTION

Principes comptables

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 – *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (*cf. Note 18.2.1 «Émission de titres super-subordonnés»*).

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	**(1 536)**	**984**
Rémunération des titres super-subordonnés	(187)	(165)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**(1 723)**	**820**
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	**(1 723)**	**820**
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 416**	**2 413**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	12
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 427**	**2 425**
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	**(0,71)**	**0,34**
Résultat net part du Groupe par action dilué	**(0,71)**	**0,34**

NOTE 13 GOODWILL

Principes comptables

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
  - la contrepartie transférée ;
  - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
  - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

Risque de perte de valeur

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à la valeur recouvrable de cette UGT. Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 13.3.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat.

Indices de perte de valeur sur un *goodwill*

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
  - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif ;
  - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu ;
  - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif ;
  - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;

- au titre des indices internes :
  - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif ;
  - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée ;
  - des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

13.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	**Valeur nette**
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**18 665**
Pertes de valeur	(2 145)
Variations de périmètre et Autres	(151)
Écarts de conversion	(330)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**15 943**

Les variations de la période proviennent principalement de la dépréciation du *goodwill* de l'UGT Nucléaire, ainsi que de la cession de la participation du Groupe dans les sociétés Astoria 1 et 2, compensée par les différentes acquisitions réalisées au cours de l'exercice (*cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»*).

13.2 Informations sur les UGT *goodwill*

Le tableau ci-dessous présente le montant du *goodwill* des UGT «significatives» au 31 décembre 2020 :

En millions d'euros	**Secteur reportable**	**31 déc. 2020**
UGT SIGNIFICATIVES		
GRDF	Infrastructures France	4 009
Nucléaire	Reste de l'Europe	797
Engie Solutions	France hors Infrastructures	1 470
Benelux	Reste de l'Europe	1 242
France Renouvelables	France hors Infrastructures	1 178
Royaume-Uni	Reste de l'Europe	1 019
AUTRES UGT IMPORTANTES		
France BtoC	France hors Infrastructures	1 050
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Reste de l'Europe	863
GRTgaz	Infrastructures France	614
Amérique du Nord	États-Unis & Canada	538
Génération Europe	Reste de l'Europe	521
AUTRES UGT		2 642
TOTAL		**15 943**

Au cours de l'exercice 2020, certains ajustements d'organisation du Groupe ont eu lieu (*cf. Note 6 «Information sectorielle*) :

- le regroupement des UGT France BtoB et France Réseaux, maintenant réunies dans la nouvelle UGT ENGIE Solutions ;
- la subdivision de la BU Benelux qui a entraîné la création de trois UGT distinctes : Nucléaire, Renouvelables et Benelux (activités de services à l'énergie, de commercialisation d'électricité et de gaz) ;

- la réallocation des parts de *goodwill* des UGT Amérique du Nord et Tractebel relatives à ENGIE Impact vers l'UGT Impact.

13.3 Tests de pertes de valeur des UGT *goodwill*

Toutes les UGT *goodwill* ont fait l'objet d'un test de perte de valeur ; par ailleurs, les immobilisations incorporelles et corporelles ont été testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent lorsqu'il existait des indices révélant une altération de leur valeur. La conjoncture actuelle dégradée par la crise du COVID-19 emporte des conséquences qui constituent des indices de pertes de valeur potentielles : notamment la baisse des prix de l'énergie, de l'activité dans le BtoB ou des marchés boursiers. Le Groupe n'a pas relevé de risque accru de dépréciation en raison de la crise du COVID-19, notamment pour les actifs attachés aux activités peu capitalistiques ou peu exposées à des variations à court terme des conditions de marché : c'est particulièrement le cas pour les infrastructures régulées, les activités historiques de solutions clients ou la commercialisation d'énergie.

Les tests de pertes de valeur sont réalisés sur la base des données à fin juin, complétés par une revue des événements du second semestre.

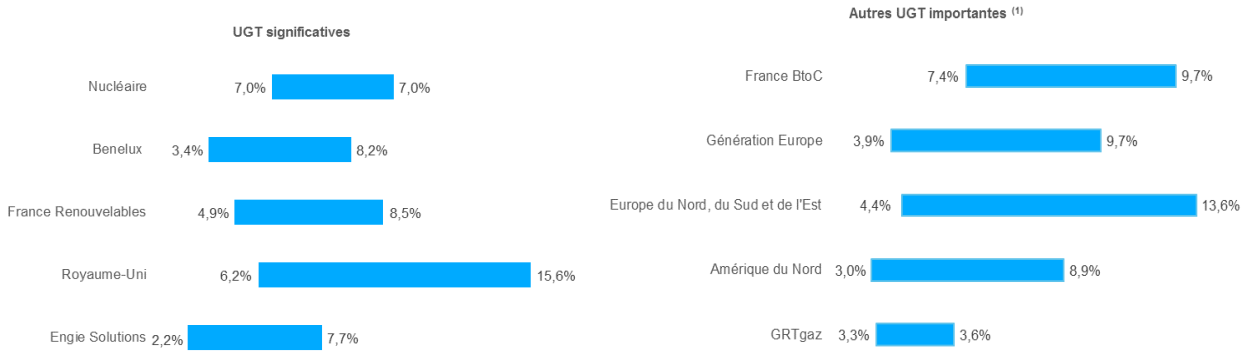
La valeur recouvrable des UGT est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2021 et du plan d'affaires à moyen terme 2022-2023 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2024-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2020 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide («prix *forward*») concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, marchés, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Les taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes d'informations disponibles. Les taux après impôts retenus en 2020 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 2,2% et 15,6% (entre 3,1% et 13,1% en 2019). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés ci-après :



(1) Les méthodes de valorisation utilisées correspondent au DCF (actualisation des flux futurs de trésorerie ou Discounted Cash Flows method) et au DDM (actualisation des dividendes ou Discounted Dividend Model).

13.3.1 UGT significatives

Cette section présente la méthode de détermination de la valeur d'utilité, les hypothèses clés sous-tendant la valorisation, ainsi que les analyses de sensibilité concernant les tests de pertes de valeur des UGT *goodwill* significatives du Groupe au 31 décembre 2020.

13.3.1.1 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT GRDF regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur terminale retenue dans le calcul de la valeur d'utilité correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2026. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 6» entré en vigueur à partir du 1er juillet 2020 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements acceptés par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 6.

Compte tenu du caractère régulé des activités regroupées au sein de l'UGT GRDF, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

13.3.1.2 UGT Nucléaire

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 797 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Nucléaire du Groupe regroupe les activités de production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires en Belgique ainsi que des droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de cette UGT reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée légale de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, projection des flux de trésorerie sur la durée légale de 40 ans, sans hypothèse de prolongation contrairement aux années précédentes.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.

Les hypothèses les plus structurantes concernant le cadre régulatoire belge portent sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes.

Le test de perte de valeur intègre la prolongation de 10 ans jusqu'en 2025 des unités de Tihange 1, Doel 1et Doel 2, une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de la prolongation de Doel 1 et Doel 2, et les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire applicables aux réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40ème année d'exploitation, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016 et revues par la CREG en 2020.

Le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40ème année d'exploitation, énoncés dans la loi du 31 janvier 2003 sur «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité» ont été régulièrement réaffirmés (loi du 18 juin 2015, pacte énergétique approuvé par le gouvernement le 30 mars 2018, accord gouvernemental du 30 septembre 2020 et note de politique générale du 4 novembre 2020). Ce principe reste cependant toujours assorti de mécanismes d'analyse permettant de réapprécier, d'ici la fin de l'année 2021, cette décision en fonction de ses impacts sur la sécurité d'approvisionnement, le climat, les prix de l'énergie et la sécurité des installations qui font l'objet d'un *monitoring*. Si ce *monitoring* met en lumière un problème de sécurité d'approvisionnement, l'accord de gouvernement de 2020 prévoit la possibilité d'ajuster le calendrier légal pour une capacité pouvant aller jusqu'à 2 GW. Néanmoins, compte tenu des annonces du gouvernement belge à l'automne 2020 et des échanges intervenus avec le Groupe depuis, il a été considéré, pour le test de perte de valeur 2020 et contrairement aux années passées, que, notamment, les conditions opérationnelles pour la réalisation des travaux préalables à l'extension n'étaient plus réunies pour retenir l'hypothèse d'une prolongation de 20 ans de la moitié du parc d'unités de seconde génération au-delà de 2025.

En France, l'Autorité de Sureté Nucléaire a autorisé le redémarrage de Tricastin 1 le 20 décembre 2019 après son arrêt pour quatrième visite décennale et a publié, le 3 décembre 2020, un projet de décision fixant les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans. La voie est ainsi ouverte à la confirmation d'une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de la série des 900 MW à formaliser dans les prochaines années après fixation des conditions de poursuite de l'exploitation par l'agence de sûreté nucléaire et enquête publique. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années des unités nucléaires de Tricastin et Chooz B, au-delà de leur quatrième visite décennale, et donc des droits de tirage du Groupe qui arrivent à échéance en moyenne respectivement en 2021 et 2039. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte les années passées, le Groupe considérant, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constituait le scénario le plus crédible et le plus probable.

Résultats du test de perte de valeur

Compte tenu du changement majeur d'hypothèse industrielle décrit ci-avant, du niveau des prix *forward* observés sur le second semestre 2020 ainsi que de la mise à jour du scenario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières

prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique, le Groupe a comptabilisé, à la clôture de l'exercice, des pertes de valeur de 715 millions d'euros sur les actifs nucléaires en Belgique et de 2 145 millions d'euros sur le goodwill affecté à l'UGT nucléaire. La valeur comptable du goodwill résiduel s'élève à 797 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur l'ensemble de l'horizon de la production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 1,7 milliard d'euros. Inversement, l'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, se traduirait par une augmentation de la valeur recouvrable de l'UGT de l'ordre de 1,5 milliard d'euros.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 0,1 milliard d'euros. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés se traduirait par une augmentation de la valeur recouvrable de l'UGT de l'ordre de 0,1 milliard d'euros.

13.3.1.3 UGT ENGIE Solutions

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 470 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT ENGIE Solutions regroupe en France les activités (i) de services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures et (ii) de conception, financement, construction et exploitation des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux de chaud et froid).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 1,85% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 25% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 27% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 20% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 23% sur ce calcul.

13.3.1.4 UGT Benelux

Le montant total du goodwill affecté à l'UGT Benelux s'élève à 1 242 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Benelux regroupe les activités de services à l'énergie, de commercialisation d'électricité et de gaz en Belgique et aux Pays-Bas ainsi que les activités de services à l'énergie au Luxembourg.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 21% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 24% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 15% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 15% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de services aurait un impact négatif de 16% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de services aurait un impact positif de 16% sur ce calcul.

13.3.1.5 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 178 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT France Renouvelables regroupe les activités de développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hydraulique, éolien, photovoltaïque).

La détermination de la valeur terminale pour le calcul de la valeur d'utilité a été réalisée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et régulatoires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 105% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10€/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 102% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 80% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 97% sur ce calcul.

Une absence de renouvellement de la concession hydroélectrique de la Compagnie Nationale du Rhône au-delà de 2023 aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test, la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 1 milliard d'euros.

13.3.1.6 UGT Royaume-Uni

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 019 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Royaume-Uni regroupe les activités (i) de production d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne et solaire), (ii) de commercialisation de gaz et d'électricité et (iii) de services auprès des clients particuliers et professionnels au Royaume-Uni.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 24% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 27% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 23% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 23% sur ce calcul.

13.3.2 Autres UGT importantes

13.3.2.1 UGT Amérique du Nord

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 538 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Amérique du Nord regroupe principalement :

- au Canada : les activités (i) de production d'électricité d'origine renouvelable et (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels ;
- aux États-Unis : les activités de (i) commercialisation de gaz et d'électricité et (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels ;
- à Porto Rico : un investissement dans EcoElectrica, un ensemble industriel clé dans l'économie de Porto Rico (*cf. Note 3.2 «Participations dans les coentreprises»*) – Nota : En dépit de la situation financière difficile de Porto Rico, le Groupe ne dispose pas au 31 décembre 2020 d'informations le conduisant à modifier ses hypothèses d'évaluation de sa quote-part dans ces actifs.

Les activités de production d'énergie électrique d'origine éolienne et solaire aux États-Unis constituent une UGT *goodwill* indépendante.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2021 et du plan d'affaires à moyen terme 2022-2023. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie sur la base de multiples d'EBITDA.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 46% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 33% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 50% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 30% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de services aurait un impact négatif de 35% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de services aurait un impact positif de 16% sur ce calcul.

13.3.2.2 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 521 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Génération Europe regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2021 et plan d'affaires à moyen terme 2022-2023 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution du prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2020, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Génération Europe est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 13% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 13% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 29%, sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 29% sur ce calcul.

13.3.2.3 Autres UGT *goodwill* importantes

Les autres UGT *goodwill* importantes présentent des marges importantes entre leur valeur recouvrable et leur valeur nette comptable au 31 décembre 2020.

13.4 Répartition sectorielle

La répartition par secteur reportable de la valeur comptable des *goodwill* s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020
France hors Infrastructures	3 698
Infrastructures France	5 006
Reste de l'Europe	4 494
Amérique Latine	706
États-Unis & Canada	650
Moyen-Orient, Asie & Afrique	667
Autres	721
TOTAL	**15 943**

NOTE 14 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Principes comptables

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	3	20
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Risque de perte de valeur

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 13 «*Goodwill*».

Pertes de valeur

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des UGT dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46–628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

14.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**3 838**	**2 862**	**11 984**	**18 684**
Acquisitions	158	-	1 111	1 269
Cessions	(5)	(18)	(122)	(146)
Écarts de conversion	(99)	-	(196)	(294)
Variations de périmètre	13	-	97	109
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(56)	(56)
Autres variations	2	64	68	134
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**3 907**	**2 908**	**12 886**	**19 701**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(1 656)**	**(2 135)**	**(7 855)**	**(11 646)**
Dotations aux amortissements	(113)	(75)	(806)	(995)
Pertes de valeur	(25)	-	(61)	(85)
Cessions	2	18	71	92
Écarts de conversion	10	-	81	91
Variations de périmètre	-	-	(4)	(4)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	7	7
Autres variations	-	-	36	36
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**(1 781)**	**(2 193)**	**(8 532)**	**(12 505)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 182**	**727**	**4 129**	**7 038**
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**2 126**	**716**	**4 354**	**7 196**

L'augmentation nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par des investissements sur la période s'élevant à 1 269 millions d'euros et des effets de périmètre positifs de 105 millions d'euros principalement liés à l'acquisition de la société Novo Estado Transmissora de Energia dans les infrastructures au Brésil pour 52 millions d'euros et à trois acquisitions d'Engie Solutions en France et au Royaume-Uni pour 25 millions d'euros, compensés par des dotations aux amortissements de 995 millions d'euros et un effet négatif des variations de change pour 203 millions d'euros dû principalement à la forte dépréciation du réal brésilien (132 millions d'euros).

14.1.1 Pertes de valeur

Le Groupe a procédé à la revue des actifs en tenant compte du fait que la crise du COVID-19 emporte des conséquences qui constituent des indices de pertes de valeur potentiels (notamment la baisse des prix de l'énergie, de l'activité dans le BtoB, *cf. Note 13 «Goodwill»*).

Les pertes de valeurs nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 allouées aux immobilisations incorporelles s'élèvent à 85 millions d'euros et concernent principalement la BU ENGIE Solutions.

14.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe

dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - *Virtual Power Plant*) en Italie.

14.1.3 Autres

Au 31 décembre 2020, ce poste comprend principalement 1 388 millions d'euros de logiciels et licences, 638 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 059 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

14.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 190 millions d'euros pour l'exercice 2020, dont 27 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 15 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnait un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à l'exception des contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois («contrats de location à court terme»), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur («actifs de faible valeur»). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la duration).

La détermination de la durée du contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non exercice d'une option de résiliation, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. A noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz «utile» comptabilisé en stock (*cf. Note 24.2 «Stocks»),* il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants à une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Installations techniques		
• Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60 (*)
• Installation - Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Autres immobilisations corporelles	2	33

(*) Hors gaz coussin.

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin de ce dernier. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que celles des immobilisations corporelles mentionnées ci-dessus.

Risque de perte de valeur

Cf. Note 14 «Immobilisations incorporelles».

Indices de perte de valeur

Cf. Note 13 «*Goodwill*».

15.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc-tions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè-lement	Immobili-sations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
VALEUR BRUTE									
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**698**	**5 490**	**81 857**	**467**	**3 496**	**4 172**	**3 882**	**1 417**	**101 478**
Acquisitions/Augmentations	8	23	291	50	-	4 625	584	112	5 693
Cessions	(8)	(56)	(352)	(36)	-	(20)	(78)	(48)	(597)
Écarts de conversion	(28)	(109)	(2 557)	(8)	(26)	(258)	(152)	(46)	(3 183)
Variations de périmètre	1	(1)	(294)	1	(1)	-	(12)	4	(302)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(4)	-	(629)	-	-	86	(62)	(12)	(620)
Autres variations	(33)	99	3 640	14	124	(3 989)	(12)	15	(141)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**633**	**5 447**	**81 958**	**488**	**3 593**	**4 616**	**4 151**	**1 442**	**102 327**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR									
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(134)**	**(2 995)**	**(41 722)**	**(320)**	**(2 223)**	**(357)**	**(868)**	**(901)**	**(49 520)**
Dotations aux amortissements	(5)	(152)	(2 674)	(49)	(177)	-	(487)	(111)	(3 655)
Pertes de valeur	(11)	(17)	(547)	-	(419)	(170)	(8)	-	(1 171)
Cessions	-	48	313	32	5	7	66	42	512
Écarts de conversion	10	29	1 047	5	5	13	28	22	1 160
Variations de périmètre	-	1	32	-	-	(1)	-	(3)	28
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	40	-	-	-	11	3	54
Autres variations	41	(5)	68	(8)	(165)	198	3	20	153
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**(99)**	**(3 090)**	**(43 444)**	**(341)**	**(2 973)**	**(309)**	**(1 256)**	**(928)**	**(52 439)**
VALEUR NETTE COMPTABLE									
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**564**	**2 495**	**40 135**	**147**	**1 273**	**3 815**	**3 014**	**515**	**51 958**
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**535**	**2 356**	**38 514**	**147**	**619**	**4 308**	**2 895**	**514**	**49 889**

En 2020, la diminution nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -3 655 millions d'euros ;
- des pertes de valeurs imputées aux immobilisations corporelles, s'élevant à -1 171 millions d'euros, portant essentiellement sur :
  - les actifs nucléaires en Belgique (-715 millions d'euros),
  - des actifs renouvelables au Brésil, au Mexique, au Chili, en France et aux États-Unis (-193 millions d'euros),
  - des centrales à gaz en Espagne et aux États-Unis (-51 millions d'euros),
  - la distribution de gaz en Argentine (-41 millions d'euros),
  - des centrales à charbon au Brésil et au Royaume-Uni (-59 millions d'euros) ;
- le classement en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» pour -566 millions d'euros liés principalement aux installations solaires en Inde (-361 millions d'euros), aux parcs solaires et éoliens au Mexique et en Italie (-169 millions d'euros) et à EV Box (-36 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -274 millions d'euros résultant principalement des cessions dans le secteur des énergies renouvelables en Australie et en France pour -273 millions d'euros ;
- et des effets de change de -2 023 millions d'euros provenant essentiellement de la forte dépréciation du real brésilien (-1 063 millions d'euros), de la variation du dollar américain (-728 millions d'euros) et de la livre sterling (-96 millions d'euros) ;

partiellement compensée par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 109 millions d'euros concernent principalement des constructions et des développements de champs éoliens et solaires aux États-Unis, en Amérique Latine et en France (1 906 millions d'euros) ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France (1 333 millions d'euros).

15.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 749 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 2 261 millions d'euros au 31 décembre 2019.

La diminution nette porte principalement sur :

- les actifs thermiques et éoliens au Brésil pour -416 millions d'euros, provenant de la forte dépréciation du real brésilien (-433 millions d'euros) ;
- les actifs renouvelables en France pour -39 millions d'euros
- l'entité FHH (Guernsey) Ltd en Royaume-Uni pour -42 millions d'euros provenant de la dépréciation de la livre sterling (-34 millions d'euros).

15.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériel relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 212 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 1 384 millions d'euros au 31 décembre 2019.

L'augmentation nette porte principalement sur les constructions de champs solaires en Inde pour 305 millions d'euros.

15.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 103 millions d'euros au titre de 2020 contre 106 millions d'euros au titre de 2019.

NOTE 16 INSTRUMENTS FINANCIERS

16.1 Actifs financiers

Principes comptables

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont «uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû» (dit test «SPPI» ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les «autres» modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions normatives évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	16.1	9 009	2 583	11 592	7 022	2 546	9 567
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*1 197*	*-*	*1 197*	*921*	*-*	*921*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*471*	*-*	*471*	*377*	*-*	*377*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*1 795*	*111*	*1 906*	*1 072*	*77*	*1 149*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*1 404*	*432*	*1 836*	*871*	*397*	*1 268*
Prêts et créances au coût amorti		*4 141*	*2 041*	*6 182*	*3 782*	*2 072*	*5 854*
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	14 295	14 295	-	15 180	15 180
Actifs de contrats	7.2	26	7 738	7 764	15	7 816	7 831
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	12 980	12 980	-	10 519	10 519
Instruments financiers dérivés	16.4	2 996	8 069	11 065	4 137	10 134	14 272
TOTAL		**12 031**	**45 665**	**57 696**	**11 174**	**46 194**	**57 369**

16.1.1 Autres actifs financiers

16.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DECEMBRE 2019	**921**	**377**	**1 297**
Acquisitions / Reclassements	291	51	342
Cessions	(78)	(8)	(85)
Variations de juste valeur	46	3	49
Variations de périmètre, change et divers	17	48	65
AU 31 DECEMBRE 2020	**1 197**	**471**	**1 668**
Dividendes	35	8	**43**

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 606 millions d'euros d'instruments cotés et 1 062 millions d'euros d'instruments non cotés. Ils comprennent notamment la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 552 millions d'euros, ainsi que la participation résiduelle du Groupe dans SUEZ (précédemment mise en équivalence) pour 185 millions d'euros.

16.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit «SPPI»), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulé qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit «SPPI») ou dont la détention s'inscrit dans un «autre» modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués

à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DECEMBRE 2019	**1 138**	**11**	**761**	**507**	**2 417**
Acquisitions	1 521	-	1 017	128	2 667
Cessions	(734)	(2)	(459)	(38)	(1 233)
Variations de juste valeur	(22)	-	(91)	-	(112)
Variations de périmètre, change et	(8)	2	10	-	4
AU 31 DECEMBRE 2020	**1 895**	**11**	**1 238**	**598**	**3 742**

Les instruments de dette à la juste valeur comprennent au 31 décembre 2020 les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 3 086 millions d'euros, et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 608 millions d'euros (respectivement 1 846 millions d'euros et 518 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Évolution des portefeuilles détenus par Synatom

Dans le contexte actuel de crise sur les marchés financiers, les différents gestionnaires d'investissement des portefeuilles détenus par Synatom, ont été amenés en 2020 – afin d'en limiter les risques et comme prévu par les dispositifs du Groupe – à vendre une partie du portefeuille d'actions ainsi que du portefeuille d'obligations, sans effet matériel sur le résultat ou les capitaux propres.

Par ailleurs, les OPCVM comptabilisés en instruments de dette à la juste valeur par résultat et les instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres ont généré une variation de juste valeur négative sur la période de -134 millions d'euros comptabilisée, respectivement, pour -87 millions d'euros en résultat financier non-récurrent, et pour -47 millions d'euros en capitaux propres.

16.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

Principes comptables

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test «SPPI»), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats *take-or-pay* qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 17 «Risques liés aux instruments financiers» en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	2 527	148	2 675	2 293	172	2 465
Autres créances au coût amorti	205	1 740	1 944	301	1 697	1 998
Créances de concessions	853	51	904	588	65	653
Créances de location financement	557	101	658	599	138	738
TOTAL	**4 141**	**2 041**	**6 182**	**3 782**	**2 072**	**5 854**

Les prêts et créances au coût amorti comprennent notamment le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour un montant total de 948 millions d'euros (y compris intérêts capitalisés).
Le prêt accordé à Neptune Energy dans le cadre de la cession des activités d'exploration-production d'un montant de 311 millions d'euros a été remboursé à hauteur de 222 millions d'euros au cours de l'exercice.

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 204 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 139 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2020	285	(48)	-
Au 31 décembre 2019	233	(38)	4

Au 31 décembre 2020, comme au 31 décembre 2019, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch - Pakistan) et Lanxess (Electrabel - Belgique).

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Paiements minimaux non actualisés	760	892
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	11	8
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	**771**	**900**
Produits financiers non acquis	**62**	**94**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**709**	**806**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*700*	*801*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*9*	*6*

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Au cours de la 1ère année	130	118
De la 2ème à la 5ème année comprise	379	470
Au-delà de la 5ème année	251	304
TOTAL	**760**	**892**

16.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

16.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 12 980 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 10 519 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (*cf. chapitre 5 du Document D'enregistrement Universel*) et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 68 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 86 millions d'euros au 31 décembre 2019. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 48 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2020 s'établit à 45 millions d'euros contre 76 millions d'euros en 2019.

16.1.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué dans la Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire», la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées.

En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit. La partie des fonds qui ne fait pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est investie dans des actifs dédiés à la couverture des provisions.

Depuis octobre 2019, Electrabel ne contracte plus de nouveau prêt au titre des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et s'est engagé à rembourser, d'ici 2025, l'intégralité des prêts contractés à ce titre. Au cours de l'exercice 2020, Synatom a, en conséquence, vu augmenter de près de 1,3 milliard d'euros ses investissements dans des actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de gestion des matières fissiles irradiées.

Les actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles sont soit des prêts à des personnes morales répondant aux critères de «qualité de crédit» imposés par la loi, soit placés dans des actifs extérieurs aux exploitants nucléaires dans le respect d'une suffisante diversification et répartition des investissements afin de minimiser le risque. Les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir font l'objet d'avis de la Commission des Provisions Nucléaires.

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**11**	**467**
Prêt à Eso/Elia	-	453
Prêt à Sibelga	11	14
Autres prêts et créances au coût amorti	**332**	**85**
Instruments de dette - trésorerie soumise à restriction	332	85
Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**3 492**	**2 054**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	406	207
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 895	1 138
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 191	709
TOTAL	**3 835**	**2 606**

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie soumise à restriction des OPCVM sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que «Prêts et créances au coût amorti» ; les obligations et OPCVM détenus par Synatom sont présentés en instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres, instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres ou en instruments de dette à la juste valeur par résultat (*cf. Note 16.1 «Actifs financiers»*).

16.1.5 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2020, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de la situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

En 2020, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2020 s'élève à 1 257 millions d'euros.

16.1.6 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 716	4 471

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

16.2 Passifs financiers

Principes comptables

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé». En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante «dérivé incorporé», à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante «passif financier» déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en «Passifs au coût amorti» pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en «Passifs évalués à la juste valeur par résultat» pour les instruments financiers dérivés et pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2020 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	**Notes**	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Emprunts		30 092	7 846	37 939	30 002	8 543	38 544
Fournisseurs et autres créanciers	16.2	-	17 307	17 307	-	19 109	19 109
Passifs de contrats	7.2	39	4 315	4 354	45	4 286	4 330
Instruments financiers dérivés	16.4	3 789	9 336	13 125	5 129	10 446	15 575
Autres passifs financiers		77	-	77	38	-	38
TOTAL		**33 997**	**38 805**	**72 802**	**35 213**	**42 383**	**77 596**

16.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Fournisseurs	16 890	18 683
Dettes sur immobilisations	417	426
TOTAL	**17 307**	**19 109**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

16.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

16.3 Endettement financier net

16.3.1 Endettement financier net par nature

		31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	24 724	1 446	26 170	23 262	2 753	26 015
	Emprunts bancaires	3 136	986	4 123	4 229	1 063	5 292
	Titres négociables à court terme		4 024	4 024		3 233	3 233
	Dettes de location	1 892	494	2 386	1 935	578	2 512
	Autres emprunts [1]	340	594	935	576	668	1 244
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		301	301		247	247
	TOTAL EMPRUNTS	**30 092**	**7 846**	**37 939**	**30 002**	**8 543**	**38 544**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	**(210)**	**(1 878)**	**(2 088)**	**(213)**	**(1 289)**	**(1 502)**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie		**(12 980)**	**(12 980)**		**(10 519)**	**(10 519)**
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	**(306)**	**(107)**	**(413)**	**(521)**	**(83)**	**(604)**
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**29 577**	**(7 119)**	**22 458**	**29 267**	**(3 348)**	**25 919**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour 396 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 262 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 117 millions d'euros (contre respectivement 353, 399 et 224 millions d'euros au 31 décembre 2019).

(2) Comprend notamment les actifs liés au financement, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif.

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2020 à 39 036 millions d'euros pour une valeur comptable de 35 546 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 10 «Résultat financier».

16.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros		31 déc. 2019	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Ecarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2020
Emprunts	Emprunts obligataires	26 015	826	-	-	(705)	34	26 170
	Emprunts bancaires	5 292	(93)	-	-	(582)	(494)	4 123
	Titres négociables à court terme	3 233	859	-	-	(69)	-	4 024
	Dettes de location [(1)]	2 512	(573)	-	-	(62)	509	2 386
	Autres emprunts	1 244	(378)	-	193	(42)	(82)	935
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	247	51	-	-	5	(2)	301
	TOTAL EMPRUNTS	**38 544**	**692**	**-**	**193**	**(1 455)**	**(35)**	**37 939**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	**(1 502)**	**(608)**	**-**	**(2)**	**24**	**1**	**(2 088)**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	**(10 519)**	**-**	**(2 952)**	**-**	**535**	**(44)**	**(12 980)**
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	**(604)**	**380**	**-**	**(10)**	**(182)**	**3**	**(413)**
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**25 919**	**463**	**(2 952)**	**180**	**(1 078)**	**(75)**	**22 458**

(1) Dettes de location : le montant de -573 millions d'euros dans la colonne «Flux issus des activités de financement» correspond aux paiements de la dette de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à 616 millions d'euros dont 43 millions d'euros d'intérêts).

16.3.3 Description des principaux événements de la période

16.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2020, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de -1 078 millions d'euros, dont -701 millions d'euros sur le real brésilien, et -356 millions d'euros sur le dollar américain.

Les variations de périmètre et autres (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une diminution nette de 1 925 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 4 146 millions d'euros, incluant notamment la cession des participations d'ENGIE dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis et la cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ au groupe VEOLIA (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2020»*) ;

- du classement en «Activités destinées à être cédées» d'actifs renouvelables en Inde et au Mexique, ainsi que de la participation du Groupe dans la société EV Charged BV, le tout se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 297 millions d'euros (*cf. Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés»*) ;

- des acquisitions réalisées sur l'exercice qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 2 518 millions d'euros, portant principalement sur la création, à parts égales avec Meridiam, de la société permettant d'exploiter la concession consentie par l'Université de l'Iowa en matière d'efficacité énergétique et de gestion de l'eau aux États-Unis, l'acquisition des 10% de participations restants dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) et d'une concession dans le transport d'électricité au Brésil, l'acquisition auprès d'EDP du deuxième plus grand portefeuille hydroélectrique du Portugal via un consortium détenu à 40% par

ENGIE, l'acquisition de Renvico, active dans le domaine des énergies renouvelables en France et en Italie, ainsi que l'acquisition d'intérêts minoritaires dans un terminal méthanier en France, (*cf. Note 4.4 «Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2020»*).

16.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2020 :

ENGIE SA

- le 21 janvier 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement d'un emprunt obligataire d'un montant total de 824 millions d'euros :
  - une tranche de 400 millions d'euros portant un coupon de 2,5% arrivé à échéance,
  - une tranche de 424 millions d'euros portant un coupon de 3,125% arrivé à échéance ;
- le 27 mars 2020, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 2,5 milliards d'euros :
  - une tranche de 1 000 millions d'euros portant un coupon de 1,375% et arrivant à échéance en mars 2025,
  - une tranche de 750 millions d'euros, émission obligataire verte, portant un coupon de 1,75% et arrivant à échéance en mars 2028,
  - une tranche de 750 millions d'euros, émission obligataire verte, portant un coupon de 2,125% et arrivant à échéance en mars 2032 ;
- ENGIE SA a procédé à des tirages sur des lignes bilatérales pour un montant total de 885 millions d'euros pour une durée d'un mois :
  - le 20 mars pour 300 millions d'euros,
  - le 23 mars pour 200 millions d'euros,
  - le 30 mars pour 385 millions d'euros ;
- le 16 avril 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire d'un montant de 200 millions d'euros, portant un coupon variable EURIBOR 3 mois plus une marge de 0,58% ;
- le 19 mai 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire vert d'un montant de 1,2 milliard d'euros, portant un coupon de 1,375% ;
- le 11 juin 2020, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,375% et arrivant à échéance en juin 2027 ;
- le 9 octobre 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire d'un montant de 275 millions de francs suisses (255 millions d'euros), portant un coupon de 1,13% ;
- le 23 décembre 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire d'un montant de 300 millions de dollars américains (246 millions d'euros), portant un coupon variable US Libor 3 mois plus une marge de 0,90% ;

Autres entités du Groupe

- le 28 janvier 2020, ENGIE Energia Chile a procédé à un refinancement :
  - émission obligataire de 500 millions de dollars américains (453 millions d'euros), portant un coupon de 3,4% et arrivant à échéance en janvier 2030,

- remboursement de l'emprunt obligataire de 400 millions de dollars américains (363 millions d'euros) portant coupon de 5,625% et arrivant à échéance en janvier 2021,
- remboursement de deux emprunts bancaires d'un montant total de 80 millions de dollars américains (72 millions d'euros) et arrivant à échéance en juin 2020 ;

- le 1er août 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à treize emprunts bancaires d'un montant total de 1 167 millions de real brésilien (197 millions d'euros) et arrivant à échéance en mars 2044 ;

- le 10 août 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à deux emprunts bancaires d'un montant total de 742 millions de real brésilien (123 millions d'euros) et arrivant à échéance en mai 2044 ;

- le 23 septembre 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à deux emprunts bancaires d'un montant total de 340 millions de real brésilien (54 millions d'euros) comprenant un emprunt de 102 millions de real brésilien arrivant à échéance en avril 2028 et un emprunt de 238 millions de real arrivant à échéance en octobre 2036 ;

- le 15 novembre 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à deux emprunts bancaires d'un montant total de 582 millions de real brésilien (91 millions d'euros) comprenant un emprunt de 150 millions de real brésilien arrivant à échéance en avril 2028 et un emprunt de 432 millions de real arrivant à échéance en octobre 2036 ;

- le 17 novembre 2020, ENGIE Brasil Energia a procédé au remboursement à l'échéance de l'encours résiduel d'un emprunt obligataire d'un montant de 965 millions de real brésilien (149 millions d'euros) ;

- le 17 décembre 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à huit emprunts bancaires d'un montant total de 272 millions de real brésilien (43 millions d'euros) et arrivant à échéance en mars 2044.

16.4 Instruments financiers dérivés

Principes comptables

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (*cf. Note 17 «Risques liés aux instruments financiers»*).

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps, options, futures, swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites «normales» et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits «incorporés» sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrit au paragraphe 17.1. à l'intégralité du contrat hybride.

A l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix

sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;

- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des «pertes attendues» («*Expected loss*») et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit («*credit rating*») attribuées à chaque contrepartie (approche dite «des probabilités historiques»).

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	31 déc. 2020						31 déc. 2019					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	619	147	766	313	39	353	705	124	829	183	41	225
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 163	7 879	9 042	945	9 252	10 197	2 484	9 993	12 476	3 011	10 360	13 371
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments (1)	1 214	43	1 257	2 530	45	2 575	949	17	966	1 934	45	1 980
TOTAL	**2 996**	**8 069**	**11 065**	**3 789**	**9 336**	**13 125**	**4 137**	**10 134**	**14 272**	**5 129**	**10 446**	**15 575**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

16.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2020				31 déc. 2019			
En millions d'euros		Montant brut	**Montant net présenté dans l'état de la situation financière (1)**	Autres accords de compensation (2)	**Montant net Total**	Montant brut	**Montant net présenté dans l'état de la situation financière (1)**	Autres accords de compensation (2)	**Montant net Total**
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	9 465	**9 042**	(5 198)	**3 844**	13 121	**12 476**	(7 704)	**4 772**
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 023	**2 023**	(200)	**1 822**	1 795	**1 795**	(399)	**1 397**
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(10 621)	**(10 197)**	6 307	**(3 890)**	(14 015)	**(13 371)**	9 872	**(3 499)**
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 928)	**(2 928)**	1 362	**(1 566)**	(2 204)	**(2 204)**	899	**(1 305)**

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatérals et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

16.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

16.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	5 410	3 693	-	1 718	3 714	2 069	-	1 645
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*1 197*	*421*	*-*	*775*	*921*	*222*	*-*	*698*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*471*	*185*	*-*	*286*	*377*	*-*	*-*	*377*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux	*1 906*	*1 895*	*-*	*11*	*1 149*	*1 138*	*-*	*11*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*1 836*	*1 191*	*-*	*645*	*1 268*	*709*	*-*	*559*
Instruments financiers dérivés	11 065	4	10 216	844	14 272	8	12 993	1 270
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*766*	*-*	*766*	*-*	*829*	*-*	*829*	*-*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management (1)	*1 967*	*-*	*1 717*	*250*	*3 521*	*-*	*2 928*	*593*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading (1)	*7 075*	*4*	*6 477*	*594*	*8 955*	*8*	*8 271*	*677*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 257*	*-*	*1 257*	*-*	*966*	*-*	*966*	*-*
TOTAL	**16 475**	**3 697**	**10 216**	**2 562**	**17 986**	**2 077**	**12 993**	**2 916**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 «Instruments financiers dérivés».

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**698**	**11**	**377**	**559**	**1 645**
Acquisitions	25	-	51	134	211
Cessions	(7)	(2)	(8)	(39)	(55)
Variations de juste valeur	42	-	3	(4)	41
Variations de périmètre, change et divers	17	2	(137)	(5)	(124)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**775**	**11**	**286**	**645**	**1 718**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					46

Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	**Net Actif/(Passif)**
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**89**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat (1)	(937)
Dénouements	(37)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	11
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(874)**
Gains/(pertes) Day-One différés	38
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**(836)**

(1) Ce montant inclut l'impact initial de l'extension du mode de gestion en trading *des positions gaz chez la BU GEM pour -725 millions d'euros (cf. Note 9.4 «Autres éléments non récurrents»).*

16.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
En millions d'euros	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 812	-	4 812	-	6 510	-	6 510	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	34 223	25 039	9 184	-	32 382	22 763	9 620	-
Instruments financiers dérivés	13 125	89	11 355	1 681	15 575	102	14 292	1 181
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*353*	-	*353*	-	*225*	-	*225*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management (1)	*1 694*	*4*	*1 428*	*261*	*4 136*	-	*3 697*	*440*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading (1)	*8 503*	*85*	*6 999*	*1 419*	*9 234*	*102*	*8 391*	*741*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*2 575*	-	*2 575*	-	*1 980*	-	*1 980*	-
TOTAL	**52 160**	**25 128**	**25 352**	**1 681**	**54 468**	**22 865**	**30 422**	**1 181**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 «Instruments financiers dérivés».

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 17 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque» du Document D'enregistrement Universel.

17.1 Risques de marché

17.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO_2 et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

17.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2020 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

Analyse de sensibilité (1)

		31 déc. 2020		31 déc. 2019	
En millions d'euros	Variations de prix	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 $US/bbl	119	266	40	234
Gaz naturel	+3 €/MWh	379	537	225	471
Electricité	+5 €/MWh	(90)	(39)	82	(47)
Charbon	+10 $US/ton	-	1	(2)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	(116)	1	(89)	19
EUR/USD	+10%	37	-	(25)	(99)
EUR/GBP	+10%	(6)	7	33	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de portfolio management.

La crise de la COVID-19 a considérablement accru la volatilité des marchés financiers. Cette volatilité s'est traduite par une baisse des prix des matières premières, ce qui a contribué à des variations importantes de la juste valeur de nos instruments financiers, impactant le compte de résultat (*cf. Note 8.1 «Achats et dérivés à caractère opérationnels»*) ainsi que les autres éléments du résultat global du Groupe (*cf. «Etat du résultat global»*).

La crise du COVID-19 n'a pas eu d'impacts majeurs sur la sensibilité des autres éléments du résultat global. Aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures qualifiées de couverture de flux de trésorerie n'a été constaté.

17.1.1.2 Activités de *trading*

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes.
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité et d'une partie de son portefeuille de contrats de ventes de gaz auprès des entités commercialisatrices en France et au Benelux et des centrales électriques en France et en Belgique.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 629 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 684 millions d'euros en 2019).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (*VaR*) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2020	2020 moyenne (1)	Maximum 2020 (2)	Minimum 2020 (2)	2019 moyenne (1)
Activités de trading	7	10	19	3	14

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2020.

17.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	1 163	804	(945)	(749)	2 484	1 037	(3 011)	(1 125)
Couverture de flux de trésorerie	*225*	*291*	*(250)*	*(205)*	*1 893*	*292*	*(1 953)*	*(557)*
Autres instruments financiers dérivés	*938*	*514*	*(695)*	*(544)*	*591*	*746*	*(1 058)*	*(568)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	7 075	-	(8 503)	-	8 955	-	(9 234)
TOTAL	**1 163**	**7 879**	**(945)**	**(9 252)**	**2 484**	**9 993**	**(3 011)**	**(10 360)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

17.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	168	236	(178)	(159)	1 814	235	(1 937)	(550)
Electricité	1	3	(3)	(5)	14	35	(9)	(5)
Charbon	-	-	-	-	-	1	(1)	-
Pétrole	54	50	(68)	(41)	51	-	-	-
Autres [(1)]	2	2	(1)	-	14	21	(6)	(2)
TOTAL	**225**	**291**	**(250)**	**(205)**	**1 893**	**292**	**(1 953)**	**(557)**

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

Montants notionnels (nets) (1)

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020
Gaz naturel	*GWh*	99 240	52 651	24 945	8 667	733	-	186 236
Electricité	*GWh*	(4 150)	(2 693)	(1 227)	7	-	-	(8 063)
Charbon	*Milliers de tonnes*	52	23	-	-	-	-	75
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(16 723)	(11 381)	(11 410)	(11 508)	-	-	(51 022)
Change	*Millions d'euros*	19	4	-	-	-	-	24
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	188	117	73	12	-	-	390

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

	31 déc. 2020				31 déc. 2019	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	515	(455)	61	126 189	(325)	4 967
TOTAL	515	(455)	61	126 189	(325)	4 967

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres (1)	Part inefficace comptabilisée en résultat (1)	Montant reclassé des capitaux propres en résultat (1)	Ligne du compte de résultat
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	126 189	61		154	-	698	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			748				

(1) Gains/(pertes).

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2020 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures.

Maturité des instruments financiers dérivés de matières premières désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Juste valeur des dérivés par date de maturité	168	39	(40)	(33)	17	3	154	(325)

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

En millions d'euros	Couverture de flux de trésorerie Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
Au 31 DÉCEMBRE 2019	**(837)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	189
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	704
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	(1)
Au 31 DÉCEMBRE 2020	**54**

17.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

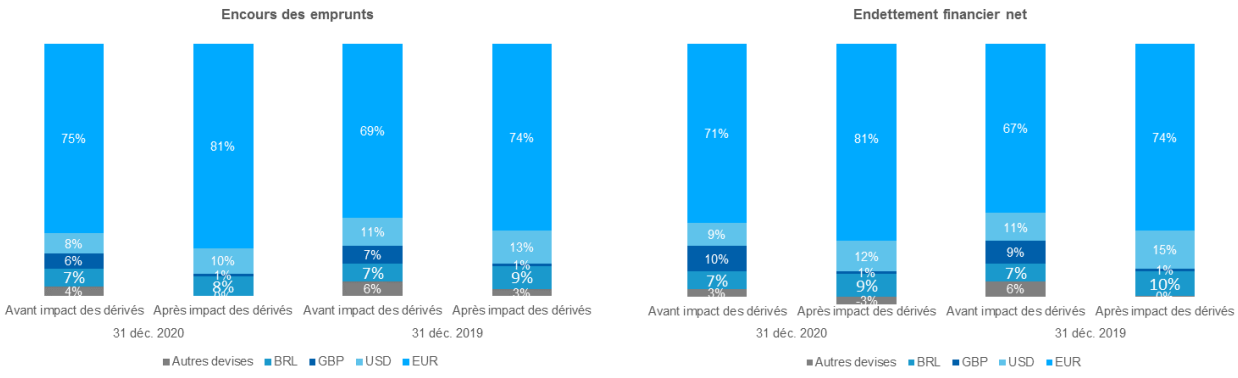
- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

17.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

17.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :



17.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

	31 déc. 2020			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+10% (1)	-10% (1)	+10% (1)	-10% (1)
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière (2)	4	(4)	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net (3)	NA	NA	155	(155)

(1) +(-)10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro.
(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.
(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

17.1.4 Risque de taux d'intérêt

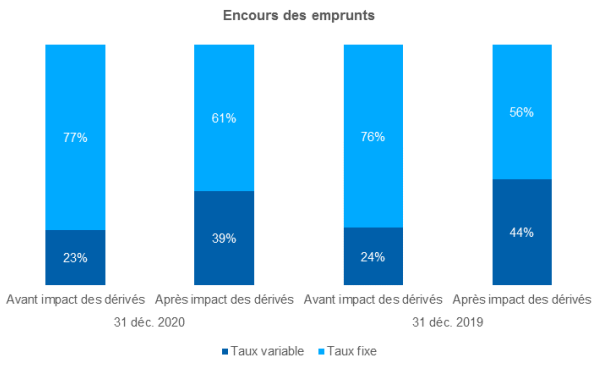
L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*») au niveau de la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

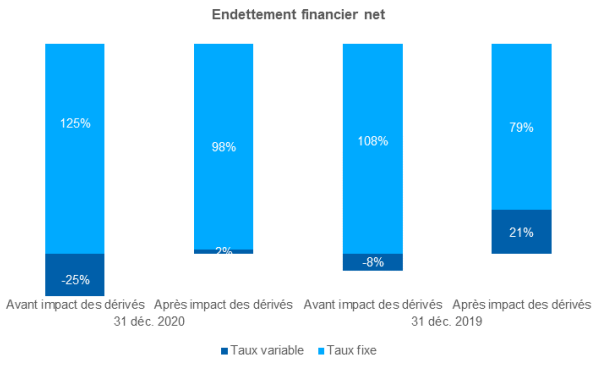
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose par ailleurs d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux d'intérêts à court terme en euros.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à terme 2021, 2023, 2024 et 2025, sur des maturités respectives de 20/21 ans et 10 ans sur chacun des volumes initiés en 2020.

17.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :





17.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

	31 déc. 2020			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(3)	2	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	70	(139)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	549	(711)

17.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

La crise du COVID-19 n'a pas conduit le Groupe à revoir sa politique de gestion du risque de change et de taux d'intérêt décrite infra.

17.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- **risque transactionnel lié aux opérations courantes**

  Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

  La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

  Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume «sans regrets». Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

  Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan.

- **risque transactionnel lié aux projets**

  Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

  La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions.

- **risque translationnel**

  Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

  Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls, puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts

17.1.5.2 Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Dans le cadre de la réforme des taux d'intérêt de référence, le Groupe applique depuis l'exercice 2019 les modalités d'assouplissements permises par l'IASB afin de ne pas tenir compte des effets de la réforme dans l'appréciation du caractère hautement probable des flux d'intérêts couverts. Pour l'exercice 2020, le Groupe a décidé d'appliquer de manière anticipée les amendements dits « IBOR phase 2 » qui prévoient la clarification du traitement comptable des instruments financiers concernés par la réforme. Ces amendements, qui visent à adresser essentiellement les problématiques d'évaluation des instruments financiers et de relations de couverture, s'appliquent uniquement aux modifications requises par la réforme.

L'approche déployée par le Groupe ENGIE, au travers d'un groupe de travail ad hoc, permet d'adresser la problématique tant au niveau des véhicules de financement centraux qu'au niveau des financements externes portés directement par les Business Units.

L'approche de la gestion du risque de taux d'intérêt applicable à l'échelle du Groupe est énoncée dans une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue les deux principales sources de risque de taux d'intérêt suivantes :

- **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

  Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

  Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :

  - de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
  - d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité ; et

- de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe.

- **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe «Risque de taux d'intérêt» plus haut).

La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
  - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
  - des options classiques de taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

17.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe a recours aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	619	147	(313)	(39)	705	124	(183)	(41)
Couverture de juste valeur	*526*	*14*	*(48)*	*(3)*	*530*	*81*	*(54)*	*(1)*
Couverture de flux de trésorerie	*8*	*7*	*(220)*	*(8)*	*55*	*-*	*(93)*	*(7)*
Dérivés non qualifiés de couverture	*85*	*126*	*(46)*	*(28)*	*120*	*43*	*(36)*	*(34)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 214	43	(2 530)	(45)	949	17	(1 934)	(45)
Couverture de flux de trésorerie	*30*	*3*	*(768)*	*(11)*	*25*	*-*	*(571)*	*(4)*
Couverture d'investissement net	*55*	*-*	*(4)*	*-*	*33*	*-*	*(6)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*1 130*	*40*	*(1 758)*	*(33)*	*891*	*17*	*(1 357)*	*(41)*
TOTAL	**1 833**	**189**	**(2 844)**	**(84)**	**1 654**	**142**	**(2 118)**	**(86)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Montant, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2020, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture.

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	EUR	**(486)**	(303)	(32)	(30)	(29)	(26)	(67)
			USD	**(2 205)**	(982)	(937)	(41)	(41)	(41)	(163)
			GBP	**(15 712)**	(2 031)	(1 780)	(1 780)	(1 780)	(1 780)	(6 563)
			HKD	**(1 987)**	(242)	(242)	(242)	(242)	(242)	(778)
			JPY	**(1 146)**	(356)	(356)	(277)	(158)	-	-
			PEN	**(1 334)**	(220)	(220)	(220)	(183)	(165)	(326)
			Autres	**(1 682)**	(336)	(336)	(336)	(336)	(126)	(214)
Acheteur	Fixe	CCS	EUR	**21 194**	2 865	2 568	2 568	2 568	2 352	8 273
			USD	**1 472**	243	243	243	202	182	360
			GBP	**255**	255	-	-	-	-	-
			Autres	**221**	36	32	31	29	26	67
	Variable	CCS	EUR	**2 323**	953	953	273	144	-	-
		CCS	BRL	**390**	195	195	-	-	-	-

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	**1 000**	1 000	-	-	-	-	-
			Autres	**-**	-	-	-	-	-	-
		IRS	EUR	**70 376**	6 506	9 971	9 009	8 382	8 818	27 689
			USD	**4 180**	1 368	1 367	1 366	16	15	47
			BRL	**186**	93	93	-	-	-	-
			Autres	**41**	8	7	6	5	5	10
	Variable	IRS	EUR	**72 713**	14 979	11 236	9 078	7 978	7 978	21 464
			BRL	**739**	308	308	123	-	-	-

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou «CCS»). Leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 17.1.3.2 «Analyse de sensibilité au risque de change» et à un coût moyen de la dette de 2,38%, présenté dans la Note 10 «Résultat financier».

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

	31 déc. 2020				31 déc. 2019	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	30	(657)	(628)	3 779	(305)	3 814
Couverture d'investissement net	55	(4)	50	1 999	27	3 027
Dérivés non qualifiés de couverture	149	(76)	73	6 907	(6)	8 985
TOTAL	**233**	**(737)**	**(504)**	**12 686**	**(284)**	**15 827**

Dérivés de taux

	31 déc. 2020				31 déc. 2019	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	546	(51)	495	4 622	556	6 089
Couverture de flux de trésorerie	1	(332)	(331)	2 497	(290)	3 649
Dérivés non qualifiés de couverture	1 232	(1 802)	(569)	17 910	(393)	21 487
TOTAL	**1 779**	**(2 184)**	**(405)**	**25 029**	**(126)**	**31 224**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur (1)	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres (2)	Part inefficace comptabilisée en résultat (2)	Montant reclassé des capitaux propres en résultat (2)	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	4 622	495	495	NA	-	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts (3) (4)	4 302	396	(1 698)	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	7 463	(958)	(860)	207	(5)	47	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			854				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	3 027	27	56	(119)	NA	(9)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			(56)				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de 396 millions d'euros, est présenté en emprunts à long terme et à court terme.

(2) Gains/(pertes).

(3) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture et celle relative aux éléments couverts correspond au cout amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur.

(4) Dont 98 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur.

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2020 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2020, aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures n'a été constaté à la clôture.

Maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(44)	(38)	(41)	(34)	(29)	(774)	(958)	(594)

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette - couverture du risque de change (1) (3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de taux d'intérêt (1) (3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change (2) (3)	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change (2) (4)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**45**	**(1 010)**	**14**	**(284)**
Part efficace comptabilisée en capitaux	(202)		(6)	119
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	(47)		-	9
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	-	56	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**46**	**(1 203)**	**9**	**(156)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données.
(2) Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données.
(3) Comprend -487 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée.
(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.

17.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC (*engineering, procurement, construction*), partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (Corporate, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers desquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et

- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités ;

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
  - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), compte tenu des éléments suivants :
    - contreparties publiques ou privées,
    - contreparties domestiques ou BtoB,
    - géographie,
    - type d'activité,
    - taille de la contrepartie, et
    - tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
  - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et

- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
  - phase 1 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
  - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
    - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),
    - une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
    - une évolution du risque politique ou du risque pays, et
    - tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

    En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale.

  - phase 3 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observée, tels que :
    - lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
    - lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
    - lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : EAD x PD x LGD, où

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliquées la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;

- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et

- probabilité de défaut : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe ;

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

En raison de la crise du COVID-19, le Groupe a mis en œuvre un pilotage spécifique afin de sécuriser son risque de contrepartie. Il s'appuie notamment :

- sur une surveillance accrue des expositions et des retards d'encaissement pour les contreparties faisant l'objet d'un suivi individualisé ; et
- sur un suivi renforcé des balances âgées des différentes activités du Groupe pour les contreparties faisant l'objet d'un suivi selon une approche portefeuille.

Dès le début de la crise, le Groupe a pris des actions immédiates afin de limiter ses expositions telles que :

- la fermeture des lignes clients dans les secteurs les plus touchés au sein de l'activité Energy Management ;
- la réorientation dès le confinement du 1er semestre 2020, des ressources commerciales sur des missions d'administration des ventes, au sein des activités d'approvisionnement et de commercialisation, afin de limiter la dégradation des balances âgées. Ce suivi accru dans les procédures de recouvrement tout au long de l'exercice 2020 a mené à une absence de variation significative de l'encours (créances commerciales, actifs de contrat ou créances comptabilisées au coût amorti) et une amélioration en règle générale de la position de trésorerie des *business units* concernées.

Par ailleurs, le Groupe a également mis en œuvre des mesures de soutien aux foyers les plus fragiles et aux Très Petites Entreprises (TPE) telles que :

- le remboursement de 2 mois d'abonnement (avril et mai) en électricité pour les bénéficiaires d'un chèque énergie ou du Fonds de Solidarité Logement ;
- la mise en place d'une facilité de paiement sur 6 mois avec un report de la première échéance jusqu'à la fin de la crise sanitaire pour les entreprises de moins de 10 salariés.

Ces différentes mesures se sont accompagnées, sur le plan comptable, d'un ajustement du taux de provisionnement sur les segments de clients les plus à risque, notamment le secteur aéronautique ou celui de l''hôtellerie et de la restauration. Ces effets mènent à une hausse des pertes de crédit attendues dont l'impact sur le résultat du Groupe d'élève à 230 millions d'euros au 31 décembre 2020.

17.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité,…) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

17.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 2 431 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 2 898 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Approche individuelle

		31 déc. 2020							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	**9 530**	8 329	893	308	**9 530**	7 854	1 676	**9 530**
	Pertes de valeur attendues	**(391)**	(103)	(46)	(242)	**(391)**	(188)	(203)	**(391)**
TOTAL		**9 139**	**8 226**	**846**	**66**	**9 139**	**7 666**	**1 473**	**9 139**
Actifs de contrats	Brut	**3 039**	2 714	318	8	**3 039**	2 076	963	**3 039**
	Pertes de valeur attendues	**(19)**	(18)	-	-	**(19)**	(14)	(5)	**(19)**
TOTAL		**3 021**	**2 696**	**318**	**7**	**3 021**	**2 062**	**959**	**3 021**

		31 déc. 2019							
En millions d'euros		**Approche individuelle**	**Niveau 1 : faible risque de crédit**	**Niveau 2 : risque de crédit significativement accru**	**Niveau 3 : actifs dépréciés**	**Total par niveaux de risque**	**Investment Grade (1)**	**Autres**	**Total par type de contreparties**
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	**9 395**	8 300	802	294	**9 395**	7 814	1 581	**9 395**
	Pertes de valeur attendues	**(318)**	(64)	(66)	(187)	**(318)**	(172)	(146)	**(318)**
TOTAL		**9 077**	**8 235**	**735**	**107**	**9 077**	**7 642**	**1 436**	**9 077**
Actifs de contrats	Brut	**2 896**	2 672	196	28	**2 896**	1 782	1 115	**2 896**
	Pertes de valeur attendues	**(15)**	(13)	(1)	(1)	**(15)**	(10)	(6)	**(15)**
TOTAL		**2 881**	**2 659**	**195**	**27**	**2 881**	**1 772**	**1 109**	**2 881**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

Approche collective

		31 déc. 2020				
En millions d'euros		**Approche collective**	**0 à 6 mois**	**6 à 12 mois**	**au-delà**	**Total Actifs échus au 31 déc. 2020**
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 625	593	235	300	1 128
	Pertes de valeur attendues	(865)	(20)	(22)	(211)	(253)
TOTAL		**2 761**	**574**	**213**	**88**	**875**
Actifs de contrats	Brut	4 748	487	1	3	491
	Pertes de valeur attendues	(1)	-	-	-	-
TOTAL		**4 747**	**487**	**1**	**3**	**491**

		31 déc. 2019				
En millions d'euros		**Approche collective**	**0 à 6 mois**	**6 à 12 mois**	**au-delà**	**Total Actifs échus au 31 déc. 2019**
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 019	875	113	293	1 281
	Pertes de valeur attendues	(754)	(24)	(29)	(159)	(213)
TOTAL		**3 265**	**851**	**83**	**134**	**1 068**
Actifs de contrats	Brut	4 953	486	4	2	492
	Pertes de valeur attendues	(2)	-	-	-	-
TOTAL		**4 951**	**485**	**4**	**2**	**492**

17.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2020		31 déc. 2019	
En millions d'euros	Investment Grade (1)	Total	Investment Grade (1)	Total
Exposition brute (2)	6 633	9 031	9 849	12 466
Exposition nette (3)	2 817	3 750	3 501	4 422
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	75,1%		79,2%	

(1) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties

(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

La crise du COVID-19 n'a pas modifié l'exposition du Groupe en raison de la qualité de crédit, maintenue à date, de ses contreparties.

17.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

17.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 899 millions d'euros au 31 décembre 2019).

	31 déc. 2020						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 144	415	67	**4 626**	2 582	2 045	**4 626**
Pertes de valeur attendues	(57)	(34)	(110)	**(201)**	(127)	(74)	**(201)**
TOTAL	**4 087**	**381**	**(43)**	**4 425**	**2 455**	**1 970**	**4 425**

	31 déc. 2019						
En millions d'euros	**Niveau 1 : faible risque de crédit**	**Niveau 2 : risque de crédit significativement accru**	**Niveau 3 : actifs dépréciés**	**Total par niveaux de risque**	**Investment Grade (1)**	**Autres**	**Total par type de contreparties**
Brut	4 257	564	49	**4 870**	2 772	2 098	**4 870**
Pertes de valeur attendues	(53)	(56)	(30)	**(139)**	(36)	(104)	**(139)**
TOTAL	**4 204**	**508**	**19**	**4 731**	**2 736**	**1 995**	**4 731**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

17.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
En millions d'euros	**Total**	**Investment Grade (1)**	**Sans notation (2)**	**Non Investment Grade (2)**	**Total**	**Investment Grade (1)**	**Sans notation (2)**	**Non Investment Grade (2)**
Exposition	13 174	84,4%	8,7%	6,9%	10 686	85,7%	4,7%	9,6%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's.

(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs, au 31 décembre 2020, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 20% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

17.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité hebdomadaire dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en terme d'investissements et désinvestissements. Ce comité est complété par des *stress tests* trimestriels sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change ayant vocation à apprécier la résistance du Groupe en matière de liquidité.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Obéissant aux mêmes principes que cette politique, ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au

31 décembre 2020, 77% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*U.S. Commercial Paper*). Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

En raison de la crise du COVID-19, le Groupe a mis en œuvre un pilotage spécifique afin de sécuriser sa liquidité. Il s'appuie, d'une part sur un suivi accru de la trésorerie centralisée et de la liquidité centrale communiqué régulièrement à la Direction Générale et au Conseil d'Administration sur le 1er semestre 2020 et d'autre part sur des *stress test* ayant vocation à apprécier la résistance du Groupe en matière de liquidité.

Dans ce contexte, le Groupe a également pris plusieurs actions comprenant :

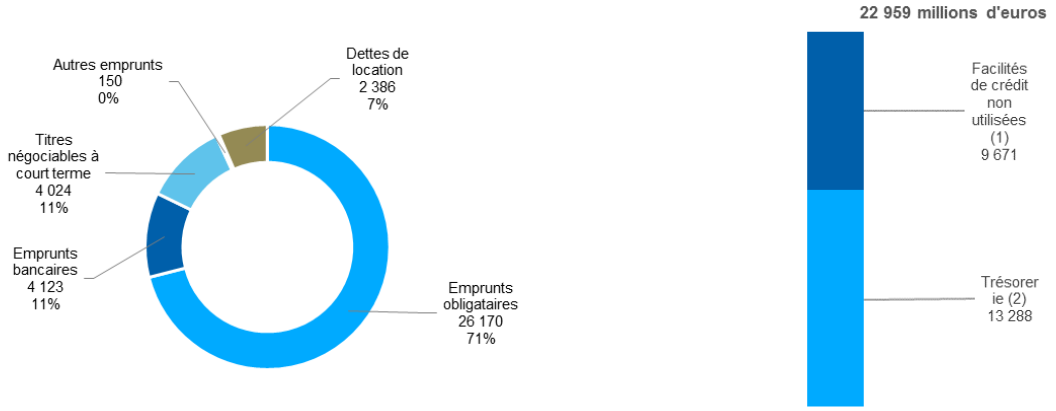
- le maintien d'un encours des titres négociables à court terme en France et aux Etats-Unis en moyenne à 4 milliards d'euros sur l'année, en bénéficiant des mesures offertes par la BCE pour lutter contre la pandémie (PEPP (1) – CSPP (2)) pour 900 millions d'euros sur le 1er semestre ;
- le tirage sur des lignes de crédit bilatérales pour 885 millions d'euros en mars pour une durée de 1 mois en couverture de la baisse de liquidité du marché des titres négociables à court terme ;
- une émission obligataire d'un montant total de 2,5 milliards d'euros le 27 mars 2020 ;
- la signature le 11 mai 2020 d'une ligne de crédit syndiquée pour un montant de 2,5 milliards d'euros d'une durée de 12 mois et reconductible pour 2 périodes de 6 mois. A fin 2020 et compte tenu de l'évolution de la liquidité du Groupe, notamment suite à la cession de sa participation dans Suez, cette ligne a été entièrement annulée.

En complément de ces mesures, le Groupe a décidé (i) de proposer l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 – cette résolution a été approuvée par l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020 – et (ii) de revoir le calendrier de certains projets d'investissements (ajustements, reports, …).

Les différentes actions menées par le Groupe permettent de garantir un niveau de liquidité élevé et renforcé.

(1) Pandemic Emergency Purchase Programme.
(2) Corporate Sector Purchase Programme.

Diversification des sources de financement et liquidité
En millions d'euros



(1) Net des titres négociables à court terme.

(2) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie, 78% placés en zone euro.

Au 31 décembre 2020, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

17.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Emprunts obligataires	1 446	2 623	2 546	1 183	2 015	16 356	**26 170**	26 015
Emprunts bancaires	986	537	371	265	371	1 594	**4 123**	5 292
Titres négociables à court terme	4 024	-	-	-	-	-	**4 024**	3 233
Dettes de location	513	460	284	258	231	921	**2 386**	2 512
Autres emprunts	34	38	15	13	7	43	**150**	261
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	301	-	-	-	-	-	**301**	247

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	959	731	658	554	553	6 398	**9 853**	9 872

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières)

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Dérivés (hors matières premières)	(213)	(107)	55	19	31	532	**317**	(237)

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 002	6 463	560	4 991	-	678	**13 695**	13 019

Parmi ces programmes disponibles, 4 024 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2020, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

17.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non-actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management.* Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de portfolio management	*(744)*	*(509)*	*(181)*	*(76)*	*(40)*	*(149)*	*(1 699)*	*(4 428)*
afférents aux activités de trading	*(8 483)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(8 483)*	*(9 238)*
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de portfolio management	*802*	*671*	*204*	*101*	*29*	*166*	*1 975*	*3 363*
afférents aux activités de trading	*7 059*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*7 059*	*8 954*
TOTAL	**(1 367)**	**162**	**23**	**25**	**(11)**	**18**	**(1 149)**	**(1 349)**

17.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des secteurs reportables Autres (BU GEM) et Amérique Latine (exprimés en TWh).

En TWh	2021	2022-2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Achats fermes	(309)	(586)	(934)	(1 829)	(2 498)
Ventes fermes	498	608	465	1 571	1 573

NOTE 18 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

18.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions			Valeurs comptables (en millions d'euros)		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 435 285 011**	**(22 153 694)**	**2 413 131 317**	**2 435**	**31 470**	**(303)**
Dividende distribué en numéraire						
Affectation de résultat N-1					(178)	
Achat/vente d'actions propres						47
Attribution actions gratuites		3 689 060	3 689 060			
Réévaluation						
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**2 435 285 011**	**(18 464 634)**	**2 416 820 377**	**2 435**	**31 291**	**(256)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2020 résulte uniquement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 3,7 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

18.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le Groupe n'a plus depuis 2017 de plan d'option d'achat ou de souscription d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 21 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

18.1.2 Actions propres

Principes comptables

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 17 mai 2020. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2020, le Groupe détient 18,5 millions d'actions propres, à ce jour la totalité des actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 50 millions d'euros.

18.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 33 830 millions d'euros au 31 décembre 2020, dont 31 291 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègre l'affectation du résultat 2019 de ENGIE SA pour un montant de 178 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

18.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, le 19 novembre 2020, à un refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée se traduisant par :

- Une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros portant un coupon de 1,5% avec une option annuelle de remboursement à partir de novembre 2028, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 844 millions d'euros.
- Le rachat anticipé partiel de trois tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 850 millions d'euros, décomposées de la manière suivante :
  - Un rachat de 50 millions d'euros (coupon 4,750%) sur un montant nominal résiduel de 413 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride était prévue en juillet 2021.
  - Un rachat de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée de 342 millions d'euros (coupon 1,375%) sur un montant nominal de 1 milliard d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride était prévue en avril 2023.
  - Un rachat de 458 millions d'euros (coupon 3,875%) sur un montant nominal de 1 milliard d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride était prévue en juin 2024.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 - Instruments financiers – Présentation, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces nouveaux instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 31 décembre 2020, l'encours des titres super-subordonnés en valeur nominale, s'élève à 3 913 millions d'euros.

En 2020, le Groupe a versé aux détenteurs de ces titres 187 millions d'euros dont 128 millions d'euros au titre des coupons et 59 millions d'euros d'indemnités de remboursement anticipé. Ce montant est comptabilisé en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

18.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 27 363 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 31 290 millions d'euros au 31 décembre 2019), dont 31 291 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

18.2.3 Dividendes

Il avait été proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019 de verser un dividende unitaire de 0,80 euro par action soit un montant total de 1 931 millions d'euros

sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019. Ce dividende unitaire aurait été majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2019 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2019. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019, cette majoration était évaluée à 17 millions d'euros.

A l'occasion de l'Assemblée Générale qui s'est tenue le 14 mai 2020, les actionnaires ont approuvé la décision du Conseil d'Administration de ne pas distribuer de dividende au titre de l'exercice 2019 dans un esprit de responsabilité et de prudence dans le contexte exceptionnel dû à la crise du COVID-19.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2020

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020 de verser un dividende unitaire de 0,53 euro par action soit un montant total de 1 281 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2020 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2020. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020, cette majoration est évaluée à 10 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 20 mai 2021, le dividende dont le coupon aura été détaché le lundi 24 mai 2021, sera payé le mercredi 26 mai 2021. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2020, les états financiers à fin 2020 étant présentés avant affectation.

18.2.4 Autres opérations

Le 5 février 2020, Elengy a acquis la participation (27,5%) de Total (*via* sa filiale Total Gaz Electricité Holding France – TGEHF) dans Fosmax LNG. L'acquisition des titres hors frais (soit 212 millions d'euros) a été principalement financée par une augmentation de capital d'Elengy réservée à Société d'Infrastructures Gazières (SIG) à hauteur de 185 millions d'euros.

Le 2 juillet 2020, le Groupe a signé un accord de cession d'une participation de 49% dans un portefeuille de 2,3 GW d'énergies renouvelables aux États-Unis au groupe américain Hannon Armstrong, leader dans l'investissement en solutions respectueuses de l'environnement, se traduisant par la vente d'une participation de 49% dans 663 MW de projets éoliens en service, le reste des projets (1,6 GW dont 0,5 GW de projets solaires), actuellement en construction, n'étant transférés qu'au moment de leur mise en service. ENGIE continue à consolider ces actifs par intégration globale et à en assurer l'exploitation et la maintenance. Cette opération s'est traduite par un encaissement de 406 millions d'euros.

18.3 Gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Instruments de dette	30	76
Couverture d'investissement net (1)	(156)	(284)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) (1)	(1 214)	(958)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) (1)	76	(837)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	358	505
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt (2)	(813)	(462)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ECARTS DE CONVERSION	**(1 719)**	**(1 961)**
Écarts de conversion (3)	(2 850)	(1 098)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(4 570)**	**(3 059)**

(1) Cf. Note 17 «Risques liés aux instruments financiers».

(2) Cf. Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

(3) La variation des écarts de conversion provient essentiellement de la forte dépréciation du real brésilien (-1 038 millions d'euros) et de la variation du dollar américain (-677 millions d'euros).

18.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres *(cf. Note 18.1.2 «Actions propres»)*, émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de catégorie «A» auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués des charges financières nettes et impôts exigibles et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de location simple.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 19 PROVISIONS

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations et les provisions pour remise en état de site. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «Autres produits et autres charges financiers»).

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (*cf. Note 19.2*) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (*cf. Notes 19.2 et 19.3*) ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	Démantèlement des installations [1] et Remise en état de sites	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**7 481**	**7 611**	**7 566**	**2 458**	**25 115**
Dotations	313	194	84	531	1 122
Reprises pour utilisation	(412)	(107)	(86)	(626)	(1 232)
Reprises pour excédent	(2)	-	(1)	(18)	(20)
Variation de périmètre	6	-	(1)	5	10
Effet de la désactualisation	90	251	187	17	544
Écarts de change	(31)	-	(23)	(24)	(78)
Autres	1 497	-	116	-	1 613
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**8 941**	**7 948**	**7 841**	**2 343**	**27 073**
Non courant	8 810	7 849	7 816	400	**24 876**
Courant	131	99	25	1 942	**2 197**

(1) Dont 6 207 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, gérées par Synatom contre 6 060 millions d'euros au 31 décembre 2019.

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2020 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2020
Résultat des activités opérationnelles	130
Autres produits et charges financiers	(544)
TOTAL	**(414)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

19.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

19.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

19.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion de l'aval du cycle du combustible irradié dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. Dans l'hypothèse où des évolutions sont constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis et le Groupe en tirer, les cas échéant, les conséquences en résultat dans les comptes.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2019 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2019. Celui-ci a été pris en compte lors de l'arrêté des comptes du 31 décembre 2019. Les provisions, établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités, n'ont pas connu d'évolution significative depuis, au-delà des impacts liés aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) ainsi que les utilisations et dotations pour le combustible irradié au cours de l'année.

Les provisions intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe estime ne pas avoir connaissance d'évolutions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés, à l'exception des études en cours menées par l'ONDRAF portant la définition d'une solution technique de stockage des déchets de catégorie A, de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Les marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

Le Groupe considère, au mieux de ses connaissances actuelles, que les provisions telles qu'approuvées par la Commission prennent en compte l'ensemble des informations disponibles à ce jour pour couvrir les aléas et les risques du processus de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

19.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire usé devrait faire l'objet d'un conditionnement, éventuellement sous la forme du retraitement pour séparer les radionucléides les plus actifs, avant son évacuation en stockage à long terme.

L'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, ENGIE considère dans son évaluation que le scénario «mixte», retenu par la Commission des provisions nucléaires, continue de s'appliquer : une partie du combustible, contenant les radionucléides les plus actifs, y est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement sont cédés à un tiers ;

- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés en utilisant le tarif de redevances, établi par l'ONDRAF sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 10,7 milliards d'euros$_{2017}$. Le coût estimé de la recommandation préliminaire de l'AFCN concernant un puits supplémentaire y a par ailleurs été ajouté sur base des recommandations de l'ONDRAF;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le scénario de référence intègre le dernier scénario à jour de l'ONDRAF avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135 ;
- le taux d'actualisation retenu est de 3,25%. Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence à long terme, ainsi que (ii) la longue duration du passif compte tenu du scénario de l'ONDRAF ;
- une hypothèse d'inflation de 2,0% (soit un taux réel de 1,25%).

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN s'est dotée d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus et des estimations de coûts associés. Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne permet pas le retraitement partiel et n'a pas encore confirmé l'adoption du stockage géologique comme politique de gestion des déchets nucléaires de moyenne et de haute activité.

Concernant le scénario de retraitement partiel, à la suite d'une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, les contrats de retraitement qui n'étaient pas en cours d'exécution ont été suspendus puis résiliés en 1998. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de surface de longue durée. La Commission Européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, au motif qu'elle n'a pas adopté de programme national de gestion des déchets radioactifs conforme à certaines exigences de la directive sur le combustible usé et les déchets radioactifs (directive 2011/70/Euratom du Conseil). A ce stade, il n'existe donc qu'un programme national qui confirme l'entreposage sûr du combustible usé suivi par son retraitement ou par son stockage. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif de référence des redevances demandé par la CPN pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 175 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans des dépenses de l'ONDRAF au titre de l'entreposage, de conditionnement et de stockage des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie aurait un impact à la hausse d'environ 170 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant plus faible ;

- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 260 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

19.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un «greenfield industriel»), permettant un usage industriel futur du terrain.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- les redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A – de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie -et B – de faible ou moyenne activité et de longue durée de vie- sont déterminées en utilisant le tarif des redevances établi par l'ONDRAF et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas normales, revues par l'ONDRAF et la CPN ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 2,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (VAN). Il diffère de celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire compte tenu des importantes différences de duration des deux obligations après prise en compte du nouveau scénario de l'ONDRAF ;

- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquencement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN s'est dotée d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis, et les hypothèses sont retenues, sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 62 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

19.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

19.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, les conduites de distribution, les sites de stockage et les terminaux méthaniers, doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz en 2260, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

19.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et de son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe depuis septembre 2018 en lieu et place de l'intégration globale.

Au 31 décembre 2020, la provision en part groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 277 millions d'euros.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017, et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique

continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Plusieurs lois et politiques qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois ont été reformées récemment. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 4,03%.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

19.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 20 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Principes comptables

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

20.1 Description des principaux régimes de retraite

20.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale et du budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1er janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2020, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 4,3 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 24 ans.

20.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 16% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2020. La duration moyenne de ces régimes est de 9 années.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1er juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1er mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1er janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1er janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2020, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2020 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 37 millions d'euros contre 36 millions d'euros en 2019.

20.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le Groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2020 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2019 et s'élève à 73 millions d'euros.

20.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1er juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

20.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

20.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- Avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie ;
  - les indemnités de fin de carrière ;
  - les congés exceptionnels de fin de carrière ;
  - les indemnités de capital décès ;

- Avantages à long terme :
  - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
  - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

20.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 4,2 milliards d'euros au 31 décembre 2020. La duration de l'engagement est de 25 ans.

20.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

20.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

20.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'«allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

20.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature,…), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté…).

20.3 Plans à prestations définies

20.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	**Provisions**	**Actifs de régime**	**Droits à remboursements**
Au 31 décembre 2019	**(7 481)**	**53**	**161**
Différence de change	35	-	-
Variations de périmètre et autres	-	-	-
Pertes et gains actuariels	(1 488)	(31)	(7)
Charge de l'exercice	(438)	(3)	25
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	431	17	9
Au 31 décembre 2020	**(8 941)**	**36**	**188**

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de la situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice s'élève à 441 millions d'euros en 2020 (492 millions d'euros en 2019). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 20.3.3 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone euro représente 98% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2020 (contre 97% au 31 décembre 2019).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 6 037 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 4 594 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent une perte actuarielle de 1 519 millions d'euros en 2020 (contre une perte actuarielle de 1 149 millions d'euros en 2019).

20.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
En millions d'euros	Retraites (1)	Autres avantages postérieurs à l'emploi (2)	Avantages à long terme (3)	Total	Retraites (1)	Autres avantages postérieurs à l'emploi (2)	Avantages à long terme (3)	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dette actuarielle début de période	**(8 570)**	**(4 470)**	**(531)**	**(13 572)**	**(7 712)**	**(3 794)**	**(499)**	**(12 006)**
Coût des services rendus de la période	(303)	(79)	(50)	(432)	(291)	(63)	(43)	(397)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(115)	(57)	(5)	(177)	(173)	(76)	(9)	(258)
Cotisations versées	(16)	-	-	(16)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime	(19)	4	(1)	(16)	(1)	-	-	(1)
Variations de périmètre	-	-	-	-	172	(5)	(1)	166
Réductions / cessations de régimes	125	1	1	127	75	-	1	76
Evénements exceptionnels	-	-	-	-	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels financiers	(789)	(678)	(31)	(1 498)	(887)	(698)	(5)	(1 590)
Pertes et gains actuariels démographiques	(56)	8	(6)	(55)	(120)	57	(14)	(76)
Prestations payées	405	104	57	566	373	108	39	521
Autres (dont écarts de conversion)	152	-	2	154	10	-	-	10
Dette actuarielle fin de période A	**(9 186)**	**(5 167)**	**(565)**	**(14 919)**	**(8 570)**	**(4 470)**	**(531)**	**(13 572)**
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	**6 169**	**-**	**-**	**6 169**	**5 767**	**-**	**-**	**5 767**
Produit d'intérêts des actifs de couverture	86	-	-	86	133	-	-	133
Pertes et gains actuariels financiers	(4)	-	-	(4)	497	-	-	497
Cotisations perçues	206	-	-	206	197	-	-	197
Variations de périmètre	-	-	-	-	(109)	-	-	(109)
Cessations de régimes	9	-	-	9	(28)	-	-	(28)
Prestations payées	(308)	-	-	(308)	(282)	-	-	(282)
Autres (dont écarts de conversion)	(124)	-	-	(124)	(7)	-	-	(7)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période B	**6 034**	**-**	**-**	**6 034**	**6 169**	**-**	**-**	**6 169**
C - COUVERTURE FINANCIÈRE A+B	**(3 153)**	**(5 167)**	**(565)**	**(8 885)**	**(2 402)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 403)**
Plafonnement d'actifs	(21)	-	-	(21)	(25)	-	-	(25)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	**(3 174)**	**(5 167)**	**(565)**	**(8 906)**	**(2 427)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 428)**
TOTAL PASSIF	**(3 210)**	**(5 137)**	**(595)**	**(8 941)**	**(2 480)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 481)**
TOTAL ACTIF	**36**	**-**	**-**	**36**	**53**	**-**	**-**	**53**

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

20.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2020 et 2019 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Coûts des services rendus de la période	432	397
Pertes et gains actuariels (1)	37	19
Modifications de régimes	-	-
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(120)	(48)
Événements exceptionnels	-	-
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**350**	**368**
Charge d'intérêts nette	91	125
Total comptabilisé en résultat financier	**91**	**125**
TOTAL	**441**	**493**

(1) Sur avantages à long terme.

20.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis *via* une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 671)	5 192	(21)	(2 500)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(606)	842	-	236
Plans non financés	(6 641)	-	-	(6 641)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**(14 918)**	**6 034**	**(21)**	**(8 905)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 399)	5 616	(25)	(1 809)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(517)	553	-	36
Plans non financés	(5 655)	-	-	(5 655)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(13 571)**	**6 169**	**(25)**	**(7 428)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Actions	26	27
Obligations souveraines	23	26
Obligations privées	29	27
Actifs monétaires	3	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	16	15
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2020.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 1,4% en 2020.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2020 s'est élevé à environ 2,8% en assurance de groupe et à environ +0,8% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	60	23	3	10	4	100
Obligations souveraines	82	1	16	-	-	100
Obligations privées	74	20	1	4	2	100
Actifs monétaires	96	-	3	1	-	100
Actifs immobiliers	92	1	5	1	1	100
Autres actifs	46	23	3	4	24	100

20.3.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Taux d'actualisation	Zone euro	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,0%	0,6%	1,2%
	Zone UK	1,6%	1,7%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,2%	3,4%	-	-	-	-	-	-

20.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 18%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 17%.

20.3.5.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 1%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	5	(5)

20.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2021 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2021, des cotisations de l'ordre de 214 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 133 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

20.4 Plans à cotisations définies

En 2020, le Groupe a comptabilisé une charge de 248 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (contre 121 millions d'euros en 2019). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 21 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

	Charge de la période	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Offres réservées aux salariés [1]	(2)	(1)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance [2][3]	(45)	(48)
Plans d'autres sociétés du Groupe	(3)	(2)
TOTAL	**(50)**	**(51)**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.
(2) Dont une reprise pour non atteinte des conditions de performance d'un montant de 6 millions d'euros en 2020.
(3) Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 5 millions d'euros en 2020 (2 millions d'euros en 2019).

21.1 Actions de performance

21.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2020

Plan d'actions de performance ENGIE du 17 décembre 2020

Le Conseil d'Administration du 17 décembre 2020 a approuvé l'attribution de 4,9 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2024, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2024, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une triple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance, chacune comptant pour un tiers du solde des actions à acquérir, sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de neuf sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2020 et janvier 2024 ;

- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2022 et 2023.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (21 150 actions attribuées).

21.1.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2020.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
17 décembre 2020	14 mars 2024	14 mars 2025	12,7	0,75	3,9%	0,36	oui	9,44
17 décembre 2020	14 mars 2024	14 mars 2024	12,7	0,75	3,9%	0,36	oui	9,87
17 décembre 2020	14 mars 2024	14 mars 2024	12,7	0,75	3,9%	0,47	non	10,67
17 décembre 2020	14 mars 2025	14 mars 2025	12,7	0,75	3,9%	0,36	oui	9,16
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 17 décembre 2020								9,93

21.1.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

Le Groupe a décidé de corriger l'effet de la crise du COVID-19 sur les taux de réussite des conditions de performance non marché pour les plans d'actions de performance de décembre 2017 et de décembre 2018, actions en cours d'acquisition, comprenant l'exercice 2020 comme référence. Ces taux de réussite ajustés ont conduit le Groupe à comptabiliser un produit de 6 millions d'euros.

NOTE 22 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 23 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

22.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

22.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2020 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2019. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 13 administrateurs (1 administratrice représentant l'Etat nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'Etat).

L'État détient 33,19% des droits de vote théoriques (ou 33,39% des droits de vote exerçables) contre 33,67% à fin décembre 2019.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE («Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises») a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente («TRV») de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Energie-Climat («LEC») promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

22.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

22.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

NOTE 23 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 10 membres au 31 décembre 2020 (14 membres au 31 décembre 2019).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Avantages à court terme	29	21
Avantages postérieurs à l'emploi	-	10
Paiements fondés sur des actions	2	5
Indemnités de fin de contrat	7	-
TOTAL	**38**	**36**

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L137-11 en place (dénommés « article 39 ») et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé « article 82 ».

NOTE 24 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

Principes comptables

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (*cf. Note 15 «Immobilisations corporelles»*).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Tax equity

Le Groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de «*tax equity*», dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un «*tax partner* ». Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en « autres passifs ».

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

24.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2020	Variation du BFR au 31 déc. 2019
Stocks	(492)	465
Créances commerciales et autres débiteurs	107	802
Fournisseurs et autres créanciers	(586)	(1 107)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(58)	(36)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	(109)	(981)
Autres	539	(253)
TOTAL	**(600)**	**(1 110)**

24.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Stocks de gaz naturel, nets	1 146	1 104
Stocks d'uranium [(1)]	530	538
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 070	682
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 395	1 294
TOTAL	**4 140**	**3 617**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de 18 millions d'euros au 31 décembre 2020.

24.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	396	8 990	(2 004)	(12 545)	384	10 216	(1 222)	(13 101)
Créances/dettes fiscales	*-*	*6 274*	*-*	*(6 960)*	*-*	*6 986*	*-*	*(7 750)*
Créances/dettes sociales	*222*	*51*	*(6)*	*(2 667)*	*214*	*39*	*(6)*	*(2 594)*
Dividendes à payer/à recevoir	*-*	*17*	*-*	*(76)*	*-*	*21*	*-*	*(104)*
Autres	*174*	*2 649*	*(1 998)*	*(2 841)*	*171*	*3 170*	*(1 215)*	*(2 653)*

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 94 millions d'euros au 31 décembre 2020 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (92 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les autres passifs comprennent 1 123 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partner* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (228 millions d'euros au 31 décembre 2019).

NOTE 25 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

25.1 France hors Infrastructures

25.1.1 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 d'euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 d'euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant 1 an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles.

25.2 Infrastructures France

25.2.1 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur du gaz, le 30 juin 2020, deux protocoles d'accord ont été signés respectivement par GRDF avec Total Direct Energie et ENI afin de mettre fin à l'ensemble des contentieux existant entre GRDF, Total Direct Energie et ENI. Les impacts financiers associés à ces protocoles ont été intégralement intégrés dans les comptes arrêtés au 30 juin 2020.

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de

mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours.

25.2.2 Ouverture d'une enquête sur le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France

Le 29 février 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête approfondie en matière d'aide d'état sur le dispositif de régulation du stockage mis en place au 1er janvier 2018 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France. Storengy et Géométhane ont transmis tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir leurs analyses, dans le cadre de l'enquête qu'elle mène en vue d'adopter une décision finale. L'ouverture de cette procédure ne préjuge en rien de l'issue de l'enquête.

25.3 Reste de l'Europe

25.3.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace. Greenpeace a introduit un pourvoi en cassation. Ce pourvoi a été rejeté par un arrêt de la Cour de cassation du 9 janvier 2020 de sorte que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 12 juin 2018 est devenu définitif. En ce qui concerne le recours devant la Cour constitutionnelle, celle-ci, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union Européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (Loi de Prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la Loi de Prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée des évaluations préalables requises et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022. Le recours devant le Conseil d'État est, par ailleurs, toujours pendant.

Par ailleurs, des collectivités territoriales et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil est toujours en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles. Le 3 septembre 2020, celui-ci a jugé cette action recevable mais non fondée.

25.3.2 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, s'est pourvue en cassation.

25.3.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière d'amortissements des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise rejette la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliard d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018 qui a été rejeté en février 2019. ENGIE étudie l'opportunité d'initier une procédure judiciaire.

25.3.4 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification. La Belgique et la France ont initié une procédure amiable afin de régler ce différend.

25.3.5 Espagne – Punica

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), douze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même ont été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est toujours en cours et se poursuivra vraisemblablement encore en 2021.

25.3.6 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre des dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra pendant l'année 2021.

25.3.7 Italie – Litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia SpA (ENGIE Italia) auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en toute hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès le tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE Italia a interjeté appel du jugement en novembre 2018 et la Cour d'appel lui a donné raison en novembre 2019 au motif que les justificatifs exigés par l'Administration fiscale n'étaient pas légaux et que cette dernière devait prendre en compte la situation factuelle du contribuable pour déterminer l'assujettissement aux accises. En 2020, l'administration fiscale a renvoyé l'affaire devant la Cour de cassation.

25.3.8 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A. par l'Autorité de la Concurrence italienne (Autorité) pour certaines prétendues pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le 18 juillet 2019, le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. Le 27 juillet 2020, le TAR Lazio a annulé la décision de l'Autorité tant pour ENGIE Servizi SpA que pour ENGIE Energy Services International SA. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'Etat italien de la décision du TAR Lazio.

25.4 Amérique Latine

25.4.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. A ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

25.4.2 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes.

Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des

dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

25.4.3 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia S.A. (ENGIE Brasil Energia) des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 492 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées. Une dernière contestation en phase administrative (avant recours éventuels devant les cours et tribunaux) a été introduite par ENGIE Brasil Energia en janvier 2020.

25.4.4 Mexique – Renouvelables

Ces derniers mois, le gouvernement et les autorités publiques mexicaines ont adopté des positions et des mesures réglementaires qui affectent directement les acteurs privés de l'énergie (en particulier, les producteurs d'énergie renouvelable) et vont à l'encontre de la lettre et de l'esprit des dernières réformes du secteur énergétique mises en place en 2013 et 2014. La constitutionalité et la légalité de certaines de ces mesures ont été attaquées dans le cadre de poursuites judiciaires lancées par des organismes non gouvernementaux et des investisseurs privés, notamment par les filiales d'ENGIE développant ou exploitant des projets renouvelables dans le pays. Ces procédures sont en cours. Dans la plupart des cas -dont notamment les procédures initiées par les filiales d'ENGIE-, les tribunaux compétents ont ordonné la suspension des mesures litigieuses en attente d'une décision sur le fond.

25.5 Autres

25.5.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour Administrative de Versailles en mai 2019. Les échanges de mémoire ont eu lieu ; les parties sont en attente d'une date d'audience.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, le 23 juin 2020, la Cour Administrative d'Appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'Etat par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionalité, le Conseil d'Etat a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de Justice de l'Union européenne pour savoir si la Directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union Européenne.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union Européenne a donné

partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

25.5.2 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux types de transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. A l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission. Le 15 septembre 2020, le Tribunal a tenu audience en présence des parties et sa décision est désormais en attente d'être rendue.

25.5.3 Pologne – Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG (EEMHS) pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la Concurrence polonaise (UOKiK) dans la cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure en appel est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (approximativement 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKIK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK.

25.5.4 Cession de 29,9% du capital de Suez à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de Suez le 6 octobre 2020, ENGIE est appelée dans diverses procédures tant en référé qu'au fond et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et Suez. Ces procédures ont été engagées par Suez, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

NOTE 26 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes au 31 décembre 2020.

NOTE 27 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	**Deloitte & Associés**	**Réseau**	**Total**	**EY & Autres**	**Réseau**	**Total**	**Total**
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**5,6**	**7,1**	**12,7**	**6,0**	**8,9**	**14,9**	**27,6**
ENGIE SA	2,4	-	2,4	2,6	-	2,6	5,0
Entités contrôlées	3,2	7,1	10,3	3,3	8,9	12,2	22,6
Services autres que la certification des comptes	**0,7**	**1,6**	**2,3**	**1,3**	**1,2**	**2,5**	**4,8**
ENGIE SA	**0,6**	**-**	**0,6**	**1,1**	**0,0**	**1,1**	**1,7**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,3*	*-*	*0,3*	*0,3*	*-*	*0,3*	*0,6*
Dont autres missions d'audit	*0,3*	*-*	*0,3*	*0,7*	*-*	*0,7*	*0,9*
Dont missions de revue de contrôle interne	*-*	*-*	*-*	*0,1*	*-*	*0,1*	*0,1*
Dont services de due	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Dont missions fiscales	*-*	*-*	*-*	*-*	*0,0*	0,0	0,0
Entités contrôlées	**0,2**	**1,6**	**1,7**	**0,3**	**1,2**	**1,4**	**3,1**
Dont services requis par des textes légaux et	*-*	*0,4*	*0,4*	*0,2*	*0,2*	*0,4*	*0,8*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,1*	*0,3*	*0,4*	*0,7*
Dont missions de revue de contrôle interne	*-*	*0,1*	*0,1*	*-*	*-*	*-*	*0,1*
Dont services de due	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,0*	*-*	*0,0*	*0,4*
Dont missions fiscales	*-*	*0,7*	*0,7*	*-*	*0,6*	*0,6*	*1,3*
Total	**6,4**	**8,7**	**15,0**	**7,3**	**10,1**	**17,3**	**32,4**

NOTE 28 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES

Certaines entités des secteurs reportables Reste de l'Europe et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Epon Eemscentrale III BV, Epon Eemscentrale IV BV, Epon Eemscentrale V BV, Epon Eemscentrale VI BV, Epon Eemscentrale VII BV, Epon Eemscentrale VIII BV, Epon International BV, Epon Power Engineering BV, IPM Energy Services BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

ENGIE : SA au capital de 2 435 285 011 euros
RCS Nanterre 542 107 651
Siège Social : 1, place Samuel de Champlain, 92400 Courbevoie
T +33 (1) 41 20 10 00 - F +33 (1) 41 20 10 10

engie.com